



**Vitor Nuno Coelho
Gomes Jacinto
Machado**

Metodologias para a avaliação do recurso solar



**Vitor Nuno Coelho
Gomes Jacinto
Machado**

Metodologias para Avaliação do Recurso Solar

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, realizada sob a orientação científica do Doutor Joaquim José Borges Gouveia, Professor Catedrático do Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial da Universidade de Aveiro

Dedico este trabalho à minha esposa e filho pelo incansável apoio.

O júri

Presidente

Prof. Doutor Nelson Amadeu Dias Martins

Professor auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

Vogal – Arguente Principal

Prof. Doutor José Paulo Oliveira Santos

Professor auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

Vogal - Orientador

Prof. Doutor Joaquim José Borges Gouveia

Professor catedrático do Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial da Universidade de Aveiro

Agradecimentos

À Universidade de Aveiro pela oferta da oportunidade em participar num mestrado como foi o de Sistemas Energéticos Sustentáveis.

A todos os professores do mencionado mestrado, pelos ensinamentos prestados.

Aos responsáveis pelo mestrado, pelo trabalho desenvolvido com o intuito de fornecer o melhor possível aos alunos.

Ao INEGI pela disponibilidade em participar num estudo relevante e interessante para uma dissertação no âmbito do mencionado mestrado.

Aos meus orientadores pelo esforço e disponibilidade.

À Dr.^a Maria Dolores Manso Orgaz pela disponibilização dos dados de radiação solar, indispensáveis a este trabalho.

Aos engenheiros da EFACEC, Unidade de Energias Renováveis, pela disponibilização dos dados de produção dos parques fotovoltaicos da U.A.

À minha família pela paciência e disponibilidade para prescindir de momentos familiares que permitiram a execução deste trabalho.

Ao mestre Miguel Marques, pela ajuda e dedicação.

palavras-chave

Recurso solar, Centrais Solares, Fotovoltaico, Insolação, Radiação solar, análise económica projectos, MERRA.

Resumo

A avaliação do recurso solar disponível tem sido efetuada com recurso a aplicações que calculam o mesmo, com recurso a bases de dados de valores tabelados, obtidos por simulações numéricas e pertencentes a organismos, normalmente, públicos e baseados em locais definidos, alguns bem distantes do local previsto para a instalação de centrais solares e sem considerar a geografia do local ou outras variáveis que possam reduzir o recurso solar. Complementarmente, campanhas de medição dedicadas podem ser realizadas, com recurso e requisitos próprios e com uma duração definida, não habituais em parques de pequena dimensão

Este estudo pretende averiguar de que forma a medição local do recurso solar, complementada com uma avaliação da variabilidade interanual, será uma melhor forma de analisar a rentabilidade de um parque fotovoltaico.

Keywords

Solar resource, Solar Power Stations, Photovoltaic, Insolation, Solar radiation, Project Economics Analyze, MERRA.

abstract

The available solar resource assessment has been conducted using the same applications that calculate, using databases of published values obtained by numerical simulations and belonging to organizations, usually based on local public and defined, some far removed from place provided for the installation of solar power plants and without regard to location or geography of other variables that may reduce the solar resource. In addition, dedicated measurement campaigns can be conducted, using and requirements and with a defined duration, unusual in small parks.

This study seeks to determine how the local measurement of the solar resource, complemented by an assessment of the inter-annual variability will be a better way to analyse the profitability of a photovoltaic park.

Índice

Aplicação	13
Bibliografia	49
Conclusões	47
Estado da arte	2
Introdução	1
Modelos e Processos	11

Índice de Figuras

Figure 1 - Piranómetro [fonte: Instituto Meteorologia Portugal]	2
Figure 2 - Piranómetro [fonte: Kipp & Zonen Pyranometer CMP 3]	3
Figure 3 - Pireliómetro [fonte: Instituto de Meteorologia Portugal]	3
Figure 4 - Pireliómetro [fonte: http://sonda.ccst.inpe.br/fotos/CAI/2002/caico_20.html]	3
Figure 5 - Vista Implantação painéis no edif. Do Dep. Eng. Mecânica da U.A.	13
Figure 6 - Características Típicas Painel Fotovoltaico GEPVp-205-M	13
Figure 7 - Características elétricas do PV100	14
Figure 8 - Exemplo de Produção Energia Elétrica do dia na saída do Inversor PV100	15
Figure 9 - Vista Geral da implantação do Piranómetro da U.A.	15
Figure 10 - Radiação Global Diária do mês	16
Figure 11 - Recurso Solar vs Produção Painéis	16
Figure 12 - Quadro de Resultados da Simulação de projeto ao sistema	17

Introdução

A Avaliação do recurso solar disponível tem uma influência direta a montante do projeto e execução de centrais solares, independentemente da tecnologia adotada. Existem aplicações já desenvolvidas, como seja o RetScreen, Homer, Pvrsources, RoofRay ou mesmo o Solarterm do INET/LNEG onde, os dados dos recursos são tabelados, obtidos por simulação numérica e iguais na maior parte das regiões, não sofrendo grandes atualizações nos últimos anos.

Todavia, a medição local do nível de recurso solar disponível e o enquadramento dessa medição na variabilidade anual são temas fulcrais para estudar a viabilidade de um projeto, cujos resultados são, nalguns casos e ano após ano, aquém dos esperados, existindo a necessidade crescente das instituições financiadoras de garantir que o projeto está devidamente estudado, com enfoque nos níveis de recurso disponível assumidos.

Estudar as diferentes metodologias de avaliação dos níveis de recurso solar em locais destinados à instalação de centrais solares fotovoltaicas, recorrendo aos métodos convencionais e a métodos fundamentados em medições locais durante um período de tempo finito e averiguar as variações do recurso para garantir que as medições são características do local de operação e que o período de dados é suficiente para extrapolar para o longo termo, próximo de uma normal climatológica de 30 anos e avaliar em que medida as campanhas de medição mitigam as dúvidas e incertezas das estimativas de produção de centrais fotovoltaicas em relação aos métodos convencionais que, tipicamente, não fazem uso de dados recolhidos localmente, torna-se assim na pergunta à qual se tenta dar uma resposta.

O simples estudo de tecnologia e ferramentas de avaliação de recurso solar e a sua aplicação em estudo de casos reais é, por si só, uma motivação para quem tem um interesse nas energias renováveis e na sustentabilidade.

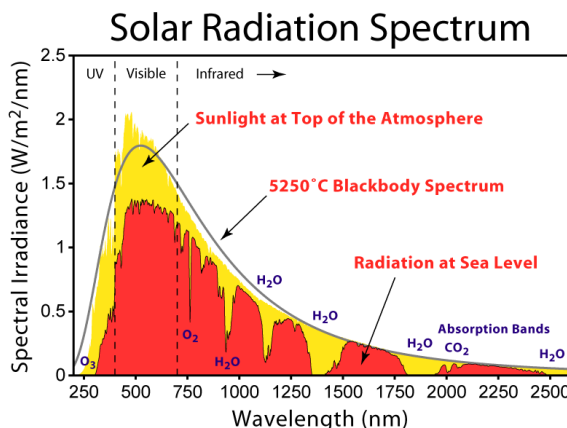
Recorrendo a pesquisas bibliográficas será escolhido um *software* comercialmente disponível e com capacidade para ser configurável pelo utilizador na base de dados de valores de recurso solar de modo a poder efetuar todos os cálculos pretendidos.

É esperado que consiga, usando um *software* selecionado, obter uma estimativa do recurso solar existente num local com dados meteorológicos próprios e comparar com os dados tabelados existentes, de modo a contribuir para a avaliação do melhor método de estimativa de produção no apoio à decisão para a construção de uma central solar sendo que a produção teórica poderá ser comparada com uma produção real visto que o local já tem instalado uma central

solar, com valores de produção reais que deverão ser comparáveis com os teóricos.

Estado da arte

Uma vez emitida pelo Sol, a radiação solar demora pouco mais de 8 minutos a viajar até à Terra. A atmosfera terrestre, constituída maioritariamente por gases, mas contendo partículas e água também no estado líquido, absorve, reflete e refrata seletivamente esta radiação afetando-a no espectro visível entre 400 e 700 nanómetros. Estes efeitos são bastante importantes na contribuição energética dos diferentes comprimentos de onda. Não sendo objetivo desta dissertação detalhar a radiação e o espectro solar, as referências Duffie e Beckman "Solar Engineering of Thermal Processes" incluem bastante informação sumária sobre a matéria.



2

Igualmente, o tema desta dissertação foca-se na utilização da radiação disponível em sistemas de conversão fotovoltaica simples, em que a radiação é convertida em energia elétrica por recurso a células fotovoltaicas, distanciando-se dos sistemas de aquecimento de água ou outros meios para a transmissão de energia térmica ou dos sistemas solares fotovoltaicos concentradores.

O recurso solar é obtido por medição da Radiação Solar Global (RSG) e da Radiação Solar Direta (RSD) podendo-se obter então a componente da Radiação Solar Difusa (RSD), sendo que estas medições são efetuadas por dois tipos de aparelhos:



Figure 1 - Piranómetro
[fonte: Instituto Meteorologia Portugal]

- Piranómetro, que mede a RSG e normalmente é usado para testar painéis solares quando montado no plano do coletor. Caracteriza-se pelo uso de um termopar que mede a diferença de temperatura entre duas superfícies, uma pintada de preto e outra pintada de branco igualmente iluminadas. A expansão sofrida pelas superfícies provoca uma diferença de potencial que, ao ser medida, converte para um valor instantâneo da energia solar. Um outro modelo é aquele que utiliza uma célula fotovoltaica de silício monocristalino para coletar medidas polarimétricas. Estes piranómetros são

largamente utilizados pois apresentam custos bem menores do que os equipamentos tradicionais. Pelas características da célula fotovoltaica, este aparelho apresenta limitações quando apresenta sensibilidade em apenas 60% da radiação solar incidente. Existem vários modelos de piranômetros de primeira (2% de precisão) e também de segunda classe (5% de precisão). Há vários modelos de diversos fabricantes: Eppley 8-48 (USA), Cimel CE-180 (França), Schenk (Áustria), M-80M (Rússia), Zonen CM5 e CM10 (Holanda).



Figure 2 - Piranómetro [fonte: Kipp & Zonen Pyranometer CMP 3]



Figure 3 - Pireliómetro [fonte: Instituto de Meteorologia Portugal]

- Pireliómetro (Pyrheliometer), que mede a RSD e tem que ser montado num seguidor solar de modo a seguir com rigor o movimento do sol. Apresenta uma pequena abertura de forma a "visualizar" apenas o disco solar e a região vizinha denominada circumsolar. O instrumento segue o movimento solar onde é constantemente ajustado para focalizar melhor a região do sensor. Muitos dos pireliómetros de hoje são autocalibráveis apresentando precisão na faixa de 0.5% quando adequadamente utilizados para medições.

3

A RSD é medida pela diferença entre RSG e RSD ou através de um pireliómetro com um adaptador de sombreamento.

Estes equipamentos são usados há bastante tempo para medições em centrais de meteorologia e normalmente estão montados em posição horizontal, sendo que para se poder aplicar esses valores a situações reais, recorre-se a modelos que permitem obter resultados adaptados às situações locais das instalações, que normalmente ignoram os efeitos provocados pela geografia (montanhas e lagos, por exemplo), microclima, topografia de pequena escala e mesmo as construções



Figure 4 - Pireliómetro [fonte: http://sonda.ccst.inpe.br/fotos/CAI/2002/caico_20.html]

feitas pelo Homem, quer sejam as já existentes ou as previstas por um qualquer Plano Diretor Municipal, únicas do local onde se pretende instalar a central solar. Geralmente, deve-se procurar colocar os sensores em locais que sejam representativos das condições esperadas no projeto em estudo, evitando contudo localizações que:

- Estejam próximas de fontes de poluição ou que tenham um microclima alterado por irrigação ou outra qualquer alteração provocada pelo Homem.
- sejam perto de autoestradas,
- sejam perto de aeroportos,
- tenham um tráfego excessivo de pessoas ou animais,
- sejam perto de áreas de estacionamento,
- o calor seja expelido por veículos ou edifícios. [L. J. B. McArthur, 2004].

Em [Andrea Padovan, Davide Del Col, 2010], a avaliação da simulação, design e desempenho de sistemas de energia solar exige uma apreciação efetiva do recurso de radiação solar em superfícies inclinadas. A estimativa da irradiação solar em planos inclinados pode ser realizada através da aplicação de modelos de transposição, que convertem a radiação solar no plano horizontal para o plano inclinado. A abordagem clássica desses modelos é a de tratar separadamente os componentes da radiação solar, portanto, o seu uso requer o conhecimento da irradiação direta e difusa horizontal.

4

A completa caracterização da radiação solar no plano horizontal pode ser obtida através da medição da RSG e quer o feixe ou a componente difusa da radiação, o outro termo pode ser derivado a partir das quantidades medidas. Um sistema comum e barato é medir a radiação difusa com uma faixa sombreadora que oculta o sensor do piranómetro da radiação direta. Este procedimento requer a introdução de um fator de correção para as leituras experimentais, porque a banda sombreadora filtra uma parte da radiação difusa, também.

Quando apenas a irradiação global no plano horizontal é medida, um procedimento comum é a estimativa da componente difusa, por meio de correlações da fração difusa.

A modelação da radiação difusa em planos horizontais e inclinados é um aspeto crítico, por causa do comportamento anisotrópico da radiação difusa, originada a partir de dois principais efeitos da anisotropia na atmosfera: o brilho circum-solar, devido ao espalhamento frontal da radiação solar provocada por aerossóis e concentrada na parte do céu em torno do sol, e o brilho do horizonte, concentrado perto do horizonte e mais pronunciado em ambientes claros (Perez et al., 1986; Duffie and Beckman, 2006).

Actualmente existem vários modelos para determinar a radiação numa superfície inclinada recorrendo a medições em plano horizontal, divididos em dois grandes grupos, os isotrópicos, onde é assumido que a intensidade da radiação difusa é uniforme em toda a atmosfera (sky dome), e os anisotrópicos, onde é assumido

que essa radiação difusa varia com a direção do feixe nas zonas próximas do disco solar mas é uniforme no resto da atmosfera.

Das pesquisas efectuadas foram identificados os seguintes:

Isotrópicos:

Modelo	Ano
Badescu	2002
Tian et al.	2001
Koronakis	1986
Liu and Jordan	1962

Anisotrópicos:

Modelo	Ano
Perez et al.	1990
Reindl et al.	1990
Perez et al.	1986
Skartveit and Olseth	1986
Steven and Unsworth	1980
Hay	1979
Temps and Coulson	1977

Sendo a radiação total incidente numa superfície inclinada constituída por três componentes, radiação do feixe, radiação direta e radiação refletida do solo. Numa base horária, a radiação direta e refletida podem ser computacionadas com bastante certeza usando algoritmos simples, mas a natureza da componente difusa é mais complicado e necessita de confirmação e validação dos algoritmos. Em 1990, Perez et al. melhoraram o modelo de 1986, largamente utilizado, e Kamali et al. recomenda o modelo de Reindl et al. para estimar a radiação solar em superfícies inclinadas.

As previsões para superfícies inclinadas viradas a sul são mais precisas. Os modelos Skartveit e Olseth, Feno, Reindl et al. e Perez et al. dão previsões mais precisas para superfícies virada a sul e o modelo de Perez et al. , comporta-se melhor para as superfícies viradas a oeste (Ali Mohammad N.. Isaac M. Gholam A. K., 2007).

Estes modelos, ou adaptações, são usados nos mais diversos *softwares* existentes no mercado donde se destacam:

Solterm
HOMER
RetScreen
PVSYST
PV * SOL
PV F-Chart
Solarpathfinder
DDS-CAD_PV

Sendo que cada um dos programas tem as suas características próprias e aplicações possíveis, após uma pesquisa bibliográfica aos manuais dos mesmos, e utilização orientada foi possível seleccionar aqueles que economicamente e tecnicamente serão os mais adaptáveis para este trabalho, nomeadamente:

➤ SolTerm



O SolTerm é um programa de análise de desempenho de sistemas solares (v5.0: térmicos e fotovoltaicos), especialmente ajustado às condições climáticas e técnicas de Portugal, desenvolvido pelo LNEG.

A análise de desempenho de um sistema solar é feita no SolTerm via simulação energética sob condições quasi-estacionárias: isto é, são simulados os balanços energéticos no sistema em intervalos curtos (10 minutos), durante os quais se considera constante o estado do ambiente e o do sistema.

Nestas simulações são usadas informações sobre:

- configuração / dimensionamento do sistema
- estratégias de controlo e operação
- radiação solar horizontal e temperatura ambiente em base horária
- obstruções e sombreamentos
- características técnicas dos componentes (coletores, armazenamento, etc.)
- consumo (ou “carga”) do sistema em base horária média mensal

Estas informações são armazenadas segundo categorias, algumas em bases de dados que podem ser geridas e expandidas pelo utilizador. O SolTerm traz já consigo na instalação um conteúdo inicial nestas bases de dados, em que se realçam os dados meteorológicos – 308 Anos Meteorológicos de Referência, i.e. um por cada Concelho de Portugal - e os dados dos coletores e “kits” de tecnologia solar térmica, que à data de lançamento da versão estejam ensaiados e certificados segundo regras europeias. No entanto os restantes bancos de dados (depósitos/permutadores, coletores fotovoltaicos, baterias, entre outros) também já incluem um conteúdo inicial substancial. A partir dos resultados das simulações de um sistema é possível obter o seu pré-dimensionamento - aliás são fornecidas no programa algumas ferramentas de otimização automática sob

vários critérios energéticos. O software disponibiliza também análise económica e cálculo do tarifário do regime de incentivos à eletricidade a partir de fontes renováveis. Uma outra ferramenta útil refere-se à componente ambiental, designadamente ao cálculo das emissões de gases com efeito de estufa evitadas pelo uso dos sistemas solares. O programa produz relatórios da climatologia, das análises de desempenho energético e das análises económicas.

O SolTerm constituiu-se como referência para cálculo de incentivos governamentais à energia solar; e atualmente é o *software* a ser utilizado na contabilização da contribuição de sistemas de energias renováveis para o balanço energético de edifícios, no contexto do Sistema de Certificação de Edifícios.

➤ HOMER



O HOMER Micropower Optimization Model é um modelo de computador desenvolvido pela EUA National Renewable Energy Laboratory (NREL) para auxiliar no projeto de sistemas de pequena escala e facilitar a comparação das tecnologias de geração de energia numa ampla gama de aplicações.

HOMER modela o comportamento físico de um sistema de potência e o seu custo de ciclo de vida, que é o custo total da instalação e da operação do sistema ao longo da sua vida. O HOMER permite que o modelador possa comparar muitas opções diferentes de projeto, baseado nos seus méritos técnicos e económicos. Também auxilia na compreensão e quantificação dos efeitos da incerteza ou alterações nas entradas do sistema.

O HOMER pode modelar sistemas de microenergia conectadas à rede e fora da rede, servindo cargas elétricas e térmicas, que inclui qualquer combinação de módulos de energia fotovoltaica (PV), turbinas eólicas, pequenas centrais hidroelétricas, energia de biomassa, microturbinas, células a combustível, baterias e armazenamento de hidrogénio.

O HOMER executa três tarefas principais: simulação, otimização, e análise de sensibilidade. No processo de simulação, modela o desempenho de uma determinada configuração do microssistema de produção de energia a cada hora do ano, para determinar a sua viabilidade técnica e o custo do ciclo de vida.

No processo de otimização, o HOMER simula muitas configurações diferentes do sistema, em busca de uma que satisfaça as limitações técnicas com o menor custo do ciclo de vida.

No processo de análise de sensibilidade, o HOMER executa várias otimizações no âmbito de um conjunto de pressupostos de entrada para avaliar os efeitos da incerteza ou alterações nas entradas do modelo.

Na otimização é determinado o valor ótimo das variáveis sobre as quais o projetista do sistema tem o controle tais como a mistura dos componentes que compõem o sistema e do tamanho ou da quantidade de cada um. A análise de sensibilidade ajuda a avaliar os efeitos da incerteza ou mudanças nas variáveis sobre as quais o projetista não tem um conhecimento suficiente, tais como a média da velocidade do vento ou o preço do combustível no futuro. Para limitar a complexidade de entrada, e para permitir o cálculo, rápido o suficiente para fazer a otimização e análise de sensibilidade prática, a lógica de simulação do HOMER é menos detalhada do que a de vários outros modelos de séries temporais de simulação para sistemas de microprodução de energia, tais como Hybrid2, PV-DesignPro, e PV*SOL. Por outro, Homer é mais detalhado do que os modelos estatísticos, tais como RETScreen, que não realiza simulações de séries temporais. De todos estes modelos, Homer é o mais flexível em termos da diversidade dos sistemas que pode simular. O HOMER pode modelar um sistema de configuração particular através da realização de uma série de simulações a cada hora do seu funcionamento durante um ano.

Para um modelo de sistema que contém um painel solar, o usuário HOMER deve fornecer dados de recursos solar para o local pretendido. Os dados de recurso solar indicam a quantidade de RSG (radiação vinda diretamente do sol, mais a radiação difusa vinda de todas as partes do céu) que atingem a superfície da Terra num ano típico. Os dados podem ser em uma de três formas: a média horária global de radiação solar na superfície horizontal (kW/m^2), média mensal de RSG na superfície horizontal ($\text{kWh/m}^2_{\text{day}}$) ou índice de claridade média mensal. O índice de claridade é a razão entre a radiação solar que atingiu a superfície da Terra e a radiação solar que atingiu o topo da atmosfera. Um número entre zero e 1, o índice de claridade é uma medida da clareza da atmosfera. Se o usuário optar por fornecer dados mensais do recurso solar, o HOMER gera dados de radiação solar global sintéticos utilizando um algoritmo desenvolvido por Graham e Hollands [7]. As entradas para este algoritmo são os valores da média mensal de radiação solar e da latitude. A saída é um conjunto de dados de 8.760 horas, com características estatísticas semelhantes aos reais conjuntos de dados medidos. Uma dessas propriedades estatísticas é de autocorrelação, que é a tendência para um dia ser semelhante ao dia anterior, e durante uma hora ser semelhante à hora anterior.

O HOMER modela a matriz fotovoltaica como um dispositivo que produz eletricidade DC em proporção direta à RSG incidente sobre ele, independentemente da sua temperatura e da tensão a que está exposto.

A cada hora do ano, o HOMER calcula a RSG incidente sobre o painel fotovoltaico, utilizando o modelo HDKR, explicado na Seção 2.16 do Duffie e Beckmann. Esse modelo leva em consideração o valor atual do recurso solar (A radiação solar global incidente sobre uma superfície horizontal), a orientação da matriz PV, a localização na superfície da Terra, a época do ano, e a altura do dia.

A orientação da matriz PV pode ser fixa ou pode variar de acordo com um dos vários sistemas de acompanhamento do trajeto do sol existente no mercado. O fator de redução é um fator de escala destinada a contabilizar os efeitos da poeira nos painéis, as perdas do fio, temperatura elevada, ou qualquer outra coisa que poderia causar o desvio da saída da matriz PV do esperado em condições ideais. O HOMER não leva em conta o facto de que a potência de um painel fotovoltaico diminui com o aumento da temperatura do painel, mas o usuário pode reduzir o fator de redução e (toscamente) corrigir esse efeito, quando se modela sistemas para climas quentes.

➤ Retscreen



O software RETScreen de análise de projetos de energia “limpa” é uma ferramenta única de suporte à decisão, desenvolvida com a contribuição de diversos especialistas do governo, indústria e universidade

do Canadá. O software, fornecido sem custos, pode ser usado universalmente para avaliar a produção e economia de energia, os custos durante o tempo de vida, a redução das emissões, análise financeira e de risco para vários tipos de tecnologias eficientes ou renováveis. Este software também inclui uma base de dados de produtos, custos e clima.

9

O Software RETScreen e o modelo de produção Fotovoltaica podem ser usados universalmente para avaliar a produção de energia e de poupança, os custos, redução de emissões, viabilidade financeira e o risco para projetos de energia solar, de “on-grid”, “isolated-grid” e “off-grid”.

O software pode modelar uma grande variedade de projetos que vão desde centrais de grande escala, para sistemas de energia distribuída, localizados em prédios comerciais e casas, geradores de alimentação híbrida para sistemas de armazenamento de baterias “stand-alone” para a iluminação. Para aplicações em agricultura e do abastecimento de água. E mesmo na estimação da utilização diária e anual de eletricidade para bombeamento de água utilizando uma ferramenta de bombeamento de água conveniente. O software (disponível em várias línguas), também inclui uma base de dados do clima, e um manual detalhado.

Como parte do Projeto de Energia Limpa RETScreen Analysis Software, a folha de cálculo para Recurso Solar e Cálculo de Carga é usado em conjunto com a folha de cálculo de Modelo Energético para o cálculo da poupança de energia e

da carga de energia de um sistema fotovoltaico. As duas primeiras secções desta folha de cálculo, “Site Latitude” e “PV Array Orientation” e “Monthly inputs”, são usados para calcular a radiação média diária mensal e anual no plano dos painéis solares, usando a orientação da matriz, a latitude do local, e os valores da radiação diária média mensal sobre uma superfície horizontal para os doze meses do ano. A terceira secção, “características da carga”, é usada para especificar o tipo de sistema em causa (“on-grid”, “off-grid” ou de bombeamento de água) e as características da carga.

Mensalmente os dados meteorológicos médios são inseridos pelo usuário nesta secção. O usuário também especifica o mês ou fração de mês (por exemplo 0,25, se o sistema é usado apenas uma semana em um mês) durante o qual os equipamentos de energia solar são usados. Todos os cálculos de energia e de custos na restante folha de cálculo do projeto fotovoltaico são realizadas apenas para o período de utilização da energia solar. Em outras palavras, meses em que não é utilizada a energia solar não são tidos em conta na análise energética e financeira, a lógica é que não há energia solar “deslocada” ou poupança, para o cálculo para estes meses. Há meses em que o equipamento é usado apenas por uma fração de todo o mês, a mesma fracção se aplica para o mês de todos os cálculos de energia.

O usuário pode digitar a quantidade de radiação solar recebida em média, durante um dia sobre uma superfície horizontal no local, em (kWh/m²)/d. Dados em (MJ/m²)/d deve ser dividido por 3,6 para ser convertido em (kWh/m²)/d. Dados em (BTU/ft²)/d deve ser dividido por 317 e os dados em (cal/cm²)/d ou Langleys devem ser divididos por 86 para ser convertido em (kWh/m²)/d. O usuário pode consultar a base de dados do RETScreen on-line para obter mais informações. Os valores variam de 0 durante os meses da noite polar nas regiões polares, para valores em torno de 8,5 (kWh/m²)/d em climas temperados, durante os meses de verão.

O modelo calcula a quantidade de radiação solar recebida em média, durante um dia, numa superfície inclinada no local, em kWh/m²/d. Os valores típicos calculados pelo modelo, são na gama de 0 a 10 kWh/m²/d.

➤ PVSYST



Sendo uma aplicação orientada para a engenharia de projeto de um sistema completo usando simulações detalhadas por hora. Constitui uma ferramenta didática poderosa, quer seja para a educação, bem como para os experientes engenheiros.

Tem as seguintes opções para o usuário:

- Uma relevante base de dados de componentes fotovoltaicos, localização e estações meteorológicas.
 - Permite definir a orientação do plano (com possibilidade de planos de monitorização, orientação dupla ou montagem de escudos solares).
 - Permite definir os parâmetros detalhadamente, permitindo depois uma análise detalhada dos efeitos de possíveis alterações, incluindo comportamento térmico, perdas nas ligações e cablagem, perda qualidade dos módulos, perdas por angulo de incidência.
 - Contém uma ferramenta 3-D CAD para estudos detalhados de sombreamentos.
- No separador “tools” está incluído um gestor de base de dados meteorológicos, com gráficos e tabelas de dados, de cerca de 330 locais no mundo. Sendo possível importar os dados de diversas fontes meteorológicas (Meteonorm, Satellight, US TMY2, Helioclim-2, WRDC, NASA-SSE, PVGIS-ESRA, e a base de dados completa do software Retscreen). Arquivos meteorológicos personalizados podem ser facilmente importados em qualquer formato ASCII (como por exemplo, da NSRDB).

Também é possível obter

- Extensos dados da geometria solar (caminhos de sol, ângulos de incidência, etc.),
- Irradiação de céu claro em planos inclinados,
- Rápidos cálculos meteorológicos em planos inclinados, com sombreamento do horizonte, ou escudos solares,
- Comportamento elétrico de uma matriz PV sob sombreamento parcial, dupla orientação ou orientação errónea,
- Otimização operacional da tensão.

Também oferece uma ferramenta geral para a importação de dados medidos, registrados em sistemas PV reais (em quase qualquer formato ASCII).

Modelos e Processos

As forças atmosféricas e os seus constituintes têm um forte impacto sobre a quantidade de radiação solar absorvida, refletida, ou por outro lado, impedida de alcançar a superfície da terra, e como o clima varia, o mesmo acontece com a radiação solar disponível para um empreendimento de energia solar. O conhecimento dessa variabilidade é importante para melhorar a conceção de um sistema (adicionando corretamente uma capacidades de armazenamento, por exemplo) e compreensão do desempenho de um sistema de conversão solar (por exemplo, a compreensão de como os extremos podem melhorar ou degradar o desempenho de um sistema ou durante qual período de tempo eles ocorrem com mais frequência).

Ainda assim, muito antes disso, o conhecimento da variabilidade do recurso pode fornecer informações importantes para determinar quanto tempo e onde realizar uma campanha de medição para fornecer dados locais.

Os laboratórios dos EUA National Renewable Energy Laboratory (NREL) estão a responder a uma demanda crescente por dados de recursos solar de alta precisão com incertezas significativamente inferiores aos dos conjuntos de dados existentes, tais como o National Solar Radiation Database (NSRDB).

As medições das caracterizações do recurso solar de longo-termo requerem anos para serem concluídos, que se tornam numa linha do tempo inaceitável para as rapidamente emergentes necessidades de aplicações de energia renováveis. Gueymard, C.A., e Wilcox, S.M. , no “Assessment of spatial and temporal variability in the US solar resource from radiometric measurements and predictions from models using ground-based or satellite data” Energy (2011) procuraram métodos para reduzir a incerteza dos conjuntos de dados dos recursos solares de longo termo existentes, mediante a incorporação de medição no solo, específico do local, com menor incerteza num período limitado de registro. Em particular, várias técnicas estão a ser exploradas para fazer pleno uso dos dados existentes de radiação de alta resolução disponível no NSRDB e de outras fontes, e extrapolá-las ao longo do tempo utilizando dados medidos no local e outras informações de suporte. A variabilidade interanual na radiação global e direta foi objeto de estudo no mencionado documento, usando dados de longo-termo em vários locais. Dados modelados da NSRDB para o período 1998-2005 são comparados com medições de qualidade controlada, para avaliar o desempenho do modelo, onde se concluiu que existe uma variabilidade elevada, dependendo das condições climáticas. Os resultados relatados são animadores para aplicações envolvendo concentradores em locais com muito sol. Grandes tendências sazonais são encontradas em alguns sítios nublados. Várias melhorias são propostas para melhorar a qualidade do modelo e os dados modelados.

A radiação solar altera-se rapidamente no tempo e no espaço. Para obter uma imagem relativamente precisa do comportamento a longo prazo de uma variável climática é convencionalmente aceite um mínimo de 30 anos de medições.

No estudo de Gueymard C. A. e Wilcox S. M. mencionam que um valor médio mensal da irradiação diária menor que 100 Wh/m^2 é um erro egrégio, mas também salientam que a irradiação global acumulada durante um ano qualquer é praticamente independente do ano anterior (Tomson et al. 2008). Isto significa que, mesmo que sejam iniciadas medições no presente momento e sejam efetuadas durante os próximos anos, o recurso de longo termo será ainda assim, desconhecido. Mas segundo os resultados obtidos no mencionado estudo, a

Irradiação Global Horizontal mantém-se sempre dentro de um intervalo de +/- 5% do valor de longo-termo que se poderia assumir como sendo o valor climatológico “verdadeiro”, sendo então que se poderia considerar este valor de 5% como um valor de tolerância para os valores de medição local.

Aplicação

De modo a perceber esta diferença entre a irradiação global horizontal (IGH) e o valor de longo termo vão-se efetuar várias simulações, com recurso aos softwares comerciais mencionados no estado da arte deste estudo, e tentar analisar alguns resultados comparativos.



São necessários alguns dados, comuns a todas as simulações, que a seguir se indica:

Figure 5 - Vista Implantação painéis no edf. Do Dep. Eng. Mecânica da U.A.

O local situa-se na Universidade de Aveiro, mais concretamente no topo do edifício do Departamento de Eng. Mecânica, que tem como coordenadas, 40°37'46.92"N e 8°39'28.12"O ou 40,629 e -8,658, considerando 20m acima do nível médio do mar como a altitude da instalação a considerar.

Tem uma potência instalada de 80kW sendo o conjunto constituído por uma matriz de 24x16 painéis, que perfaz um total de 384 painéis, para uma área total de captação de 559m², de painéis fotovoltaicos da GE, modelo GEPVp-205-M, cada um com 54 células de silício polycristalino ligadas em série que permitem uma potência em cada painel de 205W a 27,2 volts conforme se pode confirmar pela tabela das

Typical Performance Characteristics

Peak Power (Wp)	Watts	205
Max. Power Voltage (Vmp)	Volts	27.2
Max. Power Current (Imp)	Amps	7.6
Open Circuit Voltage (Voc)	Volts	33.0
Short Circuit Current (Isc)	Amps	8.2
Short Circuit Temp. Coefficient	mA/°C	5.6
Open Circuit Voltage Coefficient	V/°C	-0.12
Max. Power Temp. Coefficient	%/°C	-0.5
Max. Series Fuse	Amps	15
Max. System Voltage	Volts	1000
Normal Operating Cell Temperature [NOCT]	deg. C	50

IV parameters are rated at Standard Test Conditions (Irradiance of 1000 W/m², AM 1.5G, cell temperature 25°C). As with all poly-crystalline PV Modules, during the stabilization process that occurs during the first few days in service, module power may decrease approximately 3% from typical maximum power due to a phenomenon known as Light Induced Degradation (LID). All measurements are guaranteed at the laminate leads. NOCT is measured at 800 W/m², 20 deg. C ambient, and 1 m/s windspeed.

Figure 6 - Características Típicas Painel Fotovoltaico GEPVp-205-M

características típicas de performance:

Apresentam um sistema fixo de posicionamento com uma inclinação para otimizar a quantidade de painéis, em detrimento da melhor eficiência dos painéis por estar inclinados com o mesmo angulo da posição da sua coordenada, de valor 15° e azimuth de 0°.

Considerou-se um albedo de 0,2 para toda a zona do telhado do edifício sendo que não existe nenhum sombreamento a provocar possíveis reduções da área exposta ao recurso solar.

Os painéis estão ligados a um Inversor fotovoltaico de fabrico próprio da EFACEC de 100kW de potência, sendo as características elétricas conforme a seguinte tabela:

Eléctricas		
Entrada	Gama tensão do modo de máxima potência	450-800 V
	Tensão máxima	900 V
	Corrente máxima	250 A
	Potência máxima	120 kW
Saída	Tensão	3 x 400 V
	Corrente nominal	144 A
	Frequência	50/60 Hz
	Potência nominal	100 kW
	THD	< 3 %
	Factor de potência	> 0,98 com tensão nominal e potência > 15 % da potência nominal
Rendimento	Máximo	> 96,2 %
	Mínimo	> 94,7 %

Figure 7 - Características elétricas do PV100

Para os dados da produção elétrica efetiva do parque fotovoltaico foi contactado o grupo de Energias Renováveis da EFACEC, que coordenou a montagem e instalação dos parques fotovoltaicos existentes na U.A. tendo gentilmente disponibilizado os dados também em formato EXCEL.

Estes dados de produção do parque tem uma amostragem de 15s entre os valores, que se vão acumulam durante o dia, apresentando o seguinte formato:

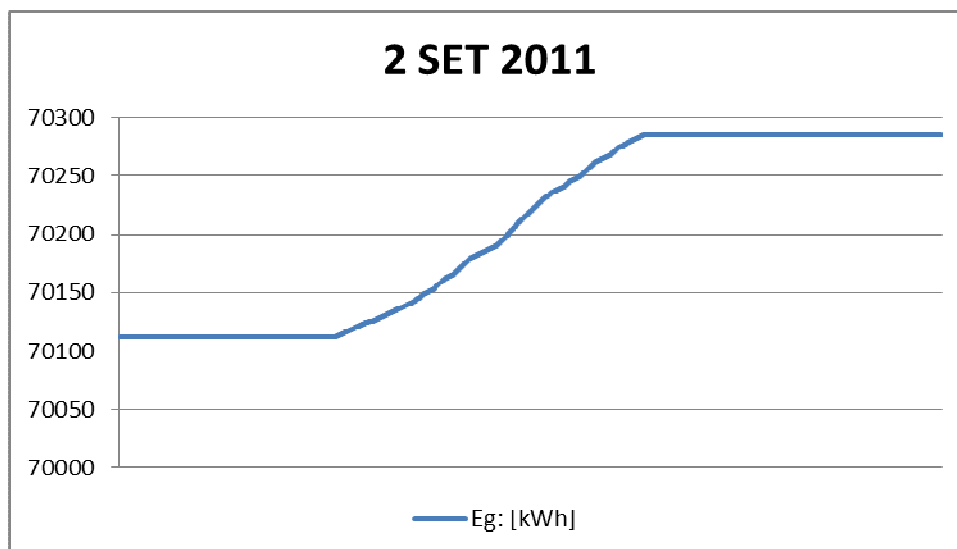


Figure 8 - Exemplo de Produção Energia Elétrica do dia na saída do Inversor PV100

Os dados diários são exaustivos, apenas com a falta de alguns dias, mas que é colmatada pelo valor acumulado da produção que permite a estimativa da produção em falta, estando o valor mensal disponível em todos os meses do estudo.

Para os dados de radiação global foi contactado o departamento de física da U.A. personalizado pela Dr.^a Maria de los Dolores Orgaz que disponibilizou os dados num formato facilmente exportado para o software.

Os dados foram obtidos pelo piranómetro Kipp & Zonen Pyranometer CMP 3, presente na estação meteorológica da U.A. com as seguintes características:



Figure 9 - Vista Geral da implantação do Piranómetro da U.A.

Classified according to: Second Class, WMO & ISO 9060

Response time (95%) 18s

Measuring range 0 - 2000 W/m²

Sensitivity 5 - 20 μ V/W/m²

Spectral range 300 to 2800 nm

Non-linearity 2.5 % (0 - 1000 W/m²)

Internal resistance 20 - 200 Ohm

Time constant 18s bei 95%

Sensor type 64 thermo couples

Ambient temp. - 40 to + 80°C

Cable 10 m long

Dimensions Ø 110 x 68 mm, weight 0.35 kg

Estes dados têm uma periodicidade diária e podem ser representados como se mostra:

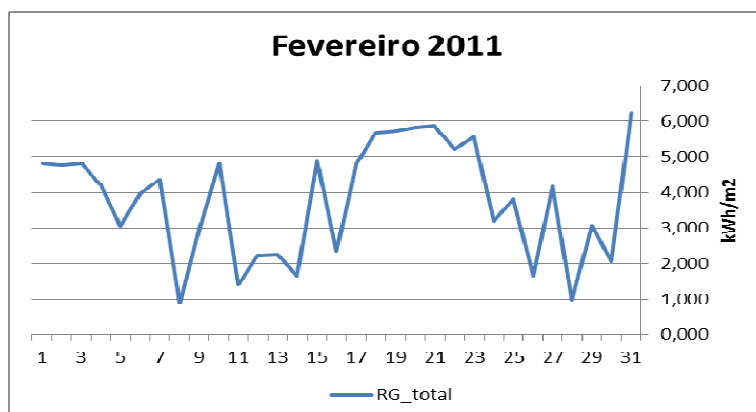


Figure 10 - Radiação Global Diária do mês

O valor médio para o período estudado é de 122,8 kWh/m².

Apesar de apresentarem algumas falhas, provocadas por problemas de comunicação entre os equipamentos, é possível analisar o recurso e comparando com as produções elétricas, compilar de modo a obter dados conjuntos.

Pode-se então visualizar graficamente o seguinte exemplo:

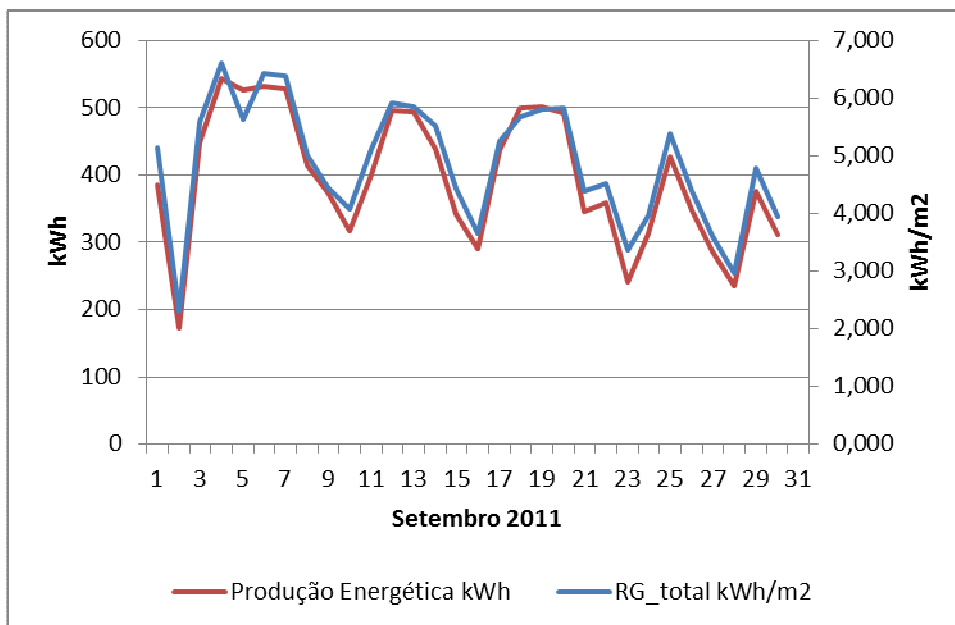


Figure 11 - Recurso Solar vs Produção Painéis

Onde se observa que o equipamento instalado procura retirar o máximo de aproveitamento do recurso solar para produzir o máximo de energia possível, acompanhando, sem desvios significativos, a disponibilidade do recurso.

Para este mês em particular, aquando da análise do projeto, a simulação obtida no software escolhido, por parte da EFACEC, foi:

**Simulation variant
Balances and main results**

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	60.5	9.80	78.3	74.8	5057	4739	11.54	10.82
February	70.8	10.60	85.0	81.6	5508	5178	11.58	10.89
March	129.3	13.00	145.9	141.0	9546	9048	11.69	11.08
April	147.6	14.00	156.8	151.6	10143	9608	11.56	10.95
May	187.2	16.50	190.0	183.9	12253	11637	11.53	10.95
June	202.8	19.80	201.6	195.6	12791	12148	11.34	10.77
July	208.0	21.30	208.4	202.0	13159	12497	11.29	10.72
August	194.1	21.70	203.3	197.0	12785	12151	11.24	10.68
September	144.3	19.70	159.5	154.1	10149	9638	11.38	10.80
October	102.0	16.90	120.4	115.9	7685	7257	11.41	10.78
November	61.5	12.70	76.9	73.7	4897	4584	11.39	10.66
December	50.2	10.40	65.8	62.8	4183	3892	11.36	10.57
Year	1558.3	15.56	1691.9	1633.9	108155	102378	11.43	10.82

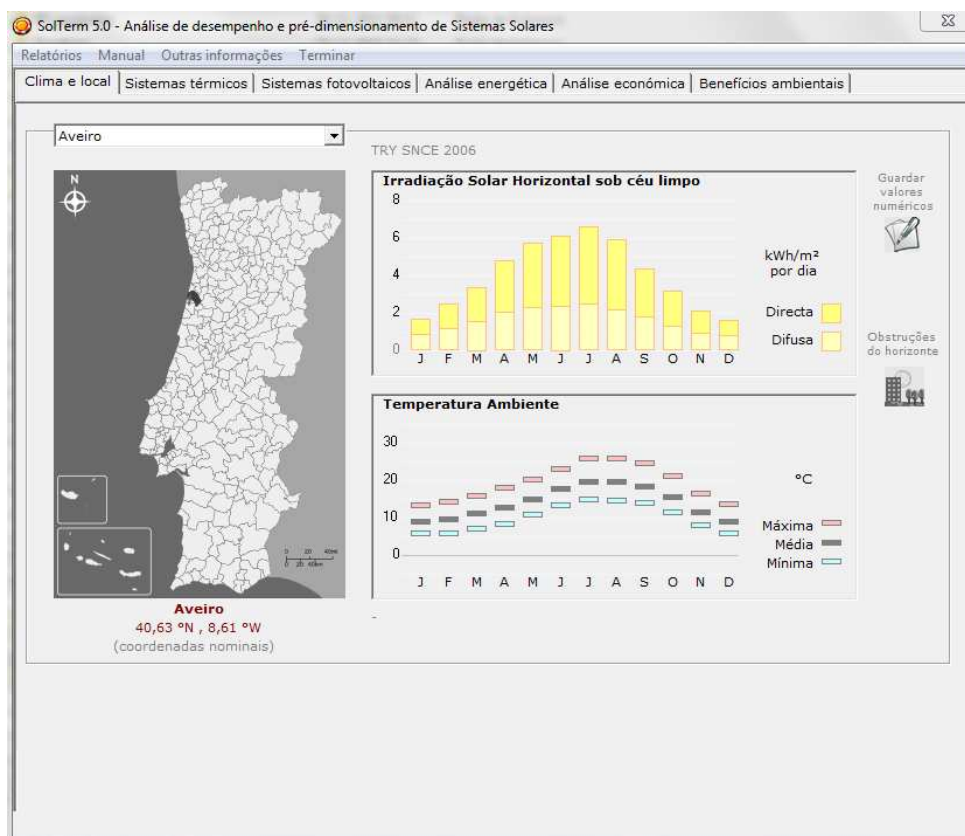
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Figure 12 - Quadro de Resultados da Simulação de projeto ao sistema

Comparando com os valores anteriormente mostrados, graficamente, pode-se observar valores simulados muito próximos do medido, cerca de 1,01%, mas de salientar com especial atenção para o facto de a produção real ser acima do simulado, ou espectável, cerca de 18,8%.

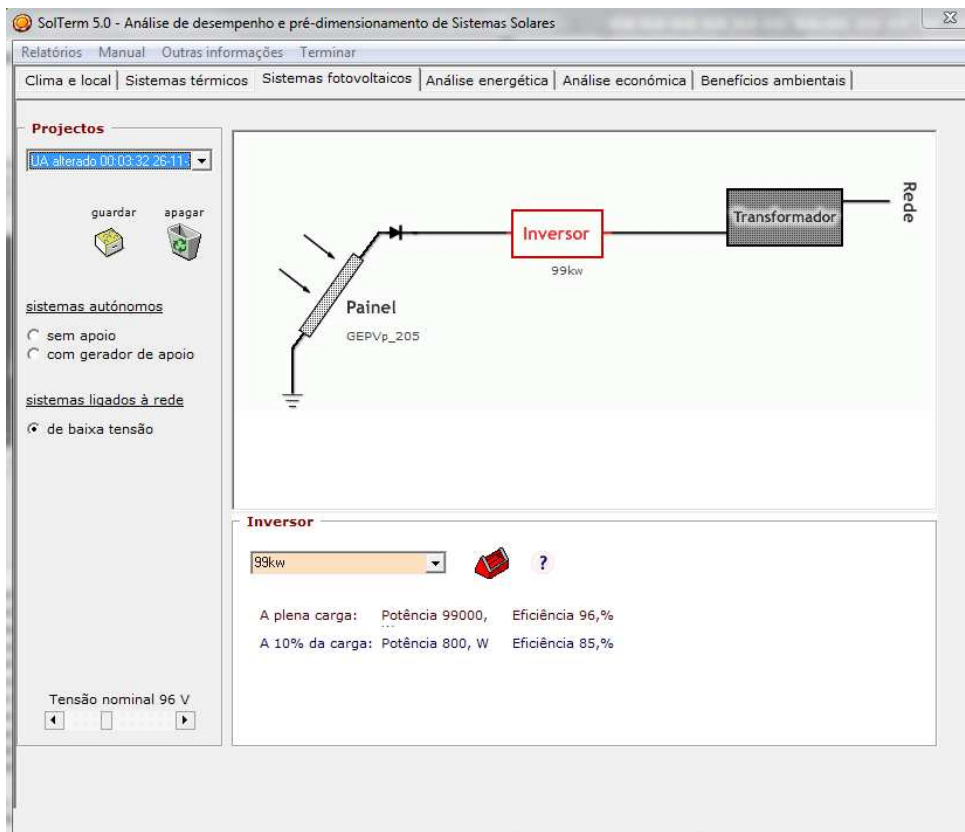
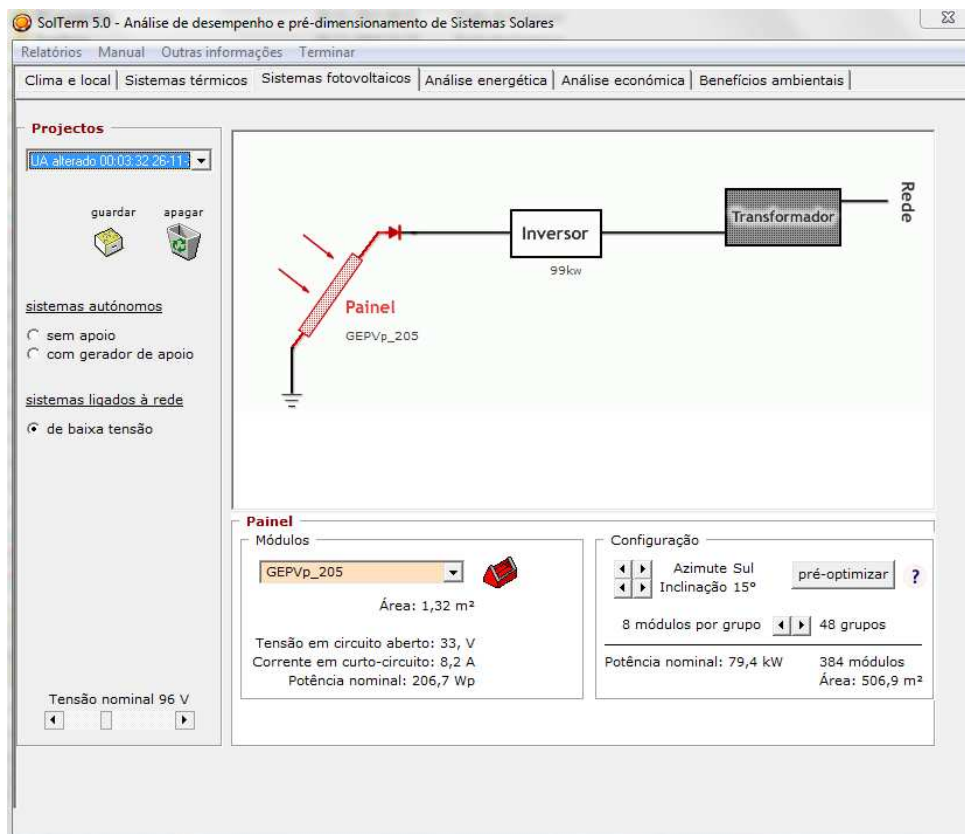
Esta análise para um mês em particular é um exemplo possível, mas este estudo tem como objetivo identificar um processo que se aproxime o mais possível da realidade, logo é necessário testar vários de modo a poder escolher o que melhor se adequa.

Quando se analisou através do Solterm, é possível escolher os dados climáticos por região do país, neste caso Aveiro:

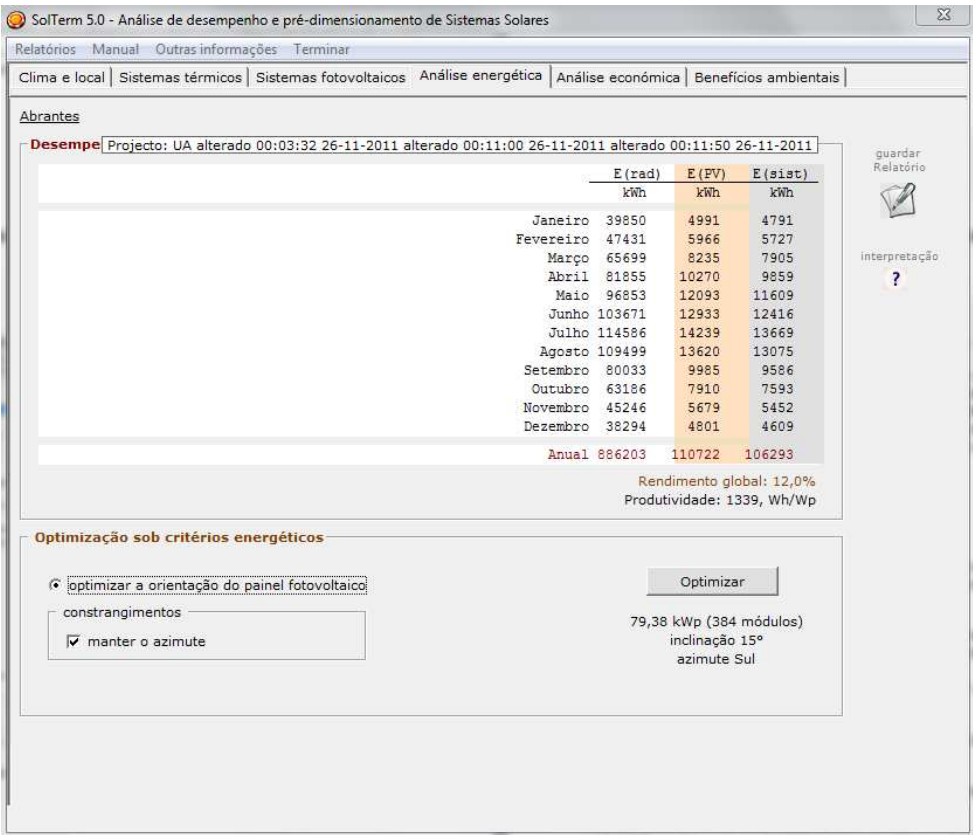


Mas os dados climatéricos de Referência para os 308 Concelhos de Portugal são um conteúdo fixo e codificado da base de dados climática, por compatibilidade com o Sistema Nacional de Certificação de Edifícios. Contudo o utilizador pode adicionar dados seus à base de dados criando um ficheiro conforme o exemplo apresentado no manual. O ficheiro deve conter dados meteorológicos horários, uma linha por hora, 24 horas por dia, 365 dias, além de data e hora, dados esses que não foi possível obter, em tempo útil, com o nível de detalhe pedido pelo software, logo não foi possível efetuar uma simulação com os dados medidos no local o que invalida uma correta comparação entre os valores pretendidos, mas é possível comparar com os dados climatéricos dos outros softwares testados, conforme se mostrará mais adiante.

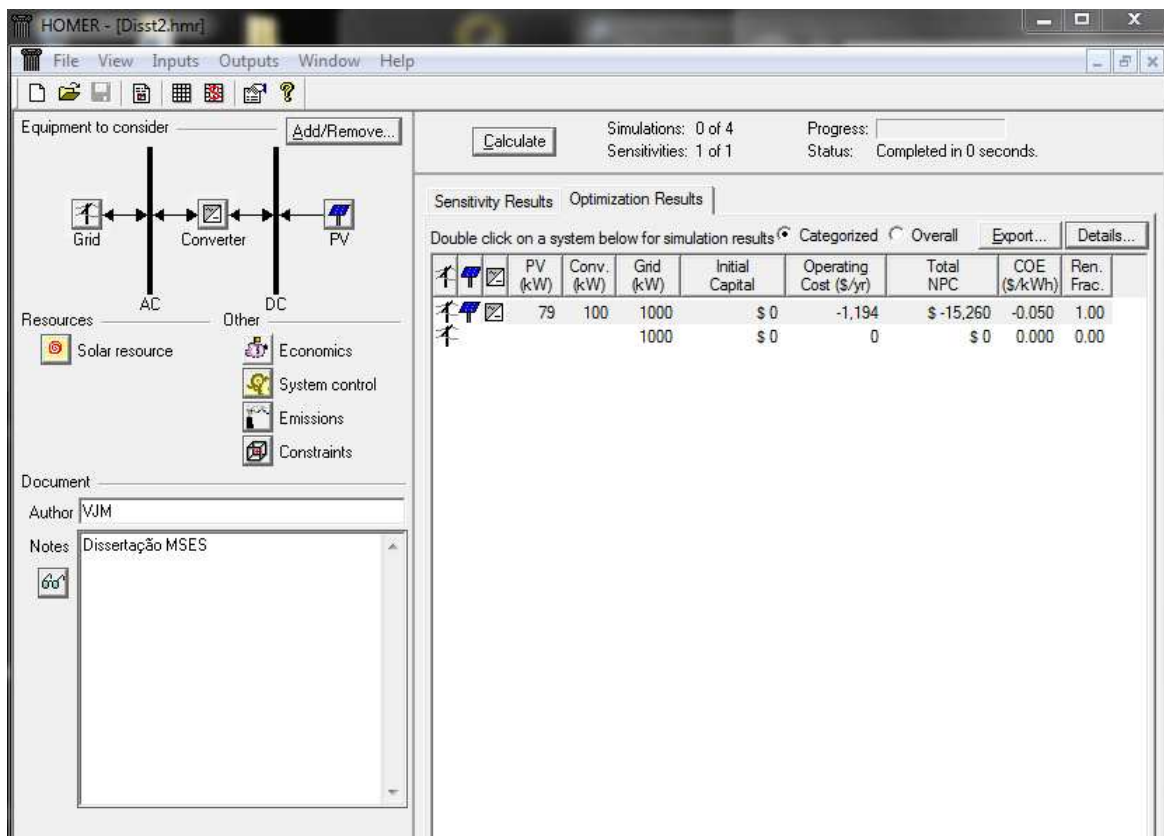
Entretanto é possível mostrar que neste software a definição do sistema é bastante intuitivo e fácil, apesar de obrigar à criação dos aparelhos do nosso sistema, para se poder comparar resultados:



E a análise energética aparece:




Já a utilização do Homer apresenta muitas limitações aquando das definições e configuração dos aparelhos em análise, nomeadamente nos painéis fotovoltaicos e no Inversor, usando apenas valores genéricos, não alteráveis o que deixa muitas dúvidas sobre a real capacidade do software.



Na figura acima é possível observar apenas um desenho simples da instalação, mas quando se tenta uma configuração mais detalhada dos equipamentos, isso não é possível, estando apenas acessível uma definição mais vocacionada para os custos:

PV Inputs

File Edit Help

 Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

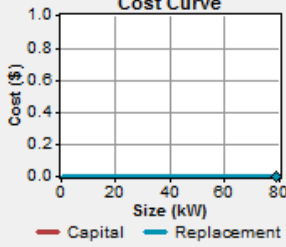
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
79.000	0	0	0

{.} {.} {.}

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
79.000

Cost Curve



Properties

Output current ☐ AC ☒ DC

Lifetime (years) {.}

Derating factor (%) {.}

Slope (degrees) {.}

Azimuth (degrees W of S) {.}

Ground reflectance (%) {.}

Advanced

Tracking system

☐ Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C) {.}

Nominal operating cell temp. (°C) {.}


Efficiency at std. test conditions (%) {.}

Help Cancel OK

22

Converter Inputs

File Edit Help

 A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

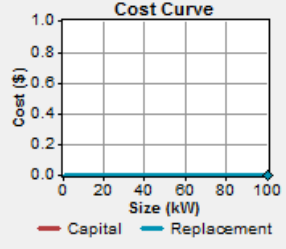
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
100.000	0	0	0

{.} {.} {.}

Sizes to consider

Size (kW)
0.000
100.000

Cost Curve



Inverter inputs

Lifetime (years) {.}

Efficiency (%) {.}

☐ Inverter can operate simultaneously with an AC generator

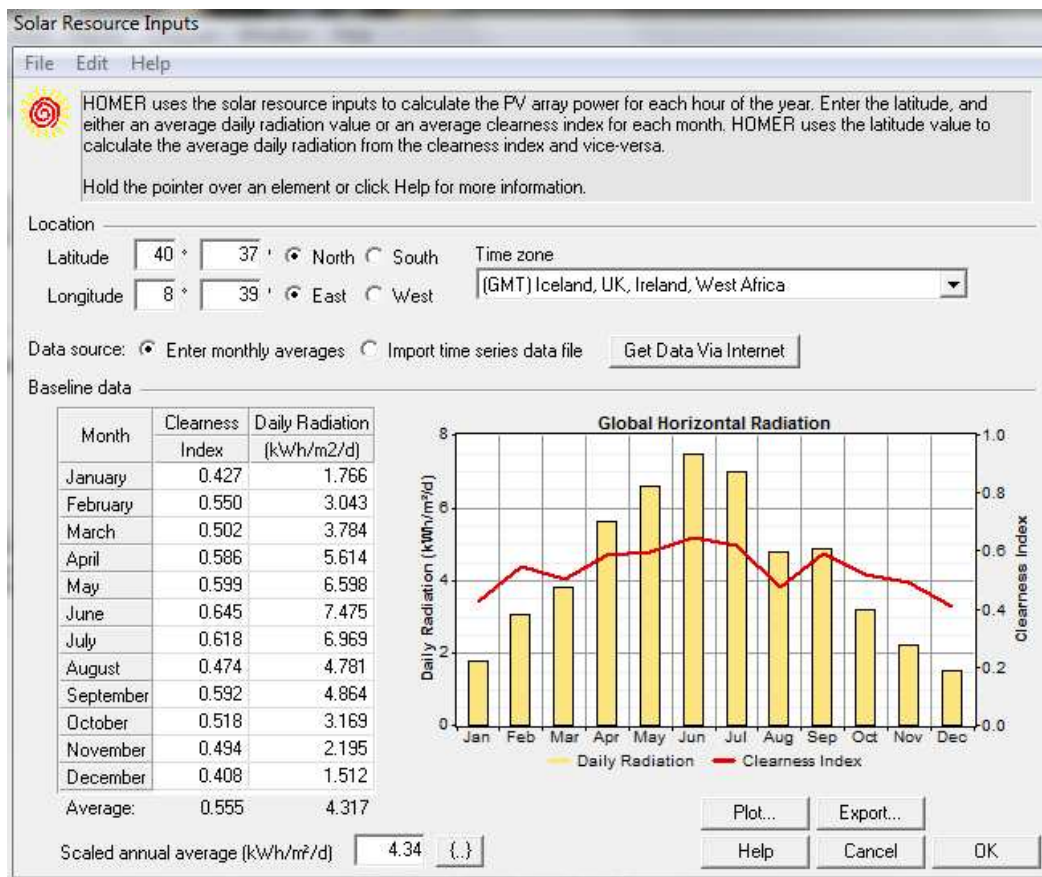
Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%) {.}

Efficiency (%) {.}

Help Cancel OK

As definições do recurso solar permitem uma grande flexibilidade e uma configuração fácil e simples:



23

Os relatórios emitidos contêm informação muito escassa e com valores completamente diferentes dos outros softwares usados:

HOMER Input Summary

File name: Disst2.hmr

File version: 2.68 beta

Author: VJM

Notes: Dissertação MSES

PV

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr.)
79.000	0	0	0

Sizes to consider: 0, 79 kW

Lifetime: 20 yr.

Derating factor: 80%

Tracking system: No Tracking

Slope: 15 deg

Azimuth: 0 deg

Ground reflectance: 20%

Solar Resource

Latitude: 40 degrees 37 minutes North

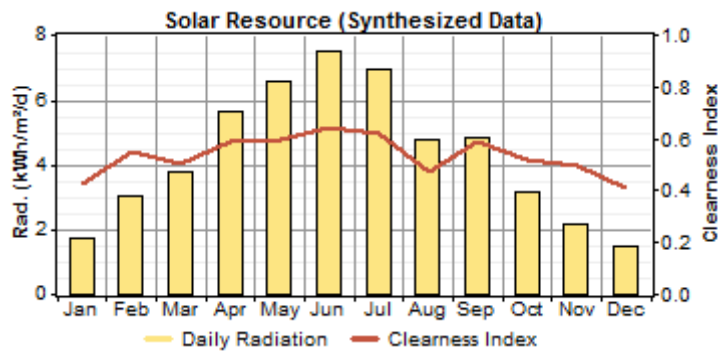
Longitude: 8 degrees 39 minutes East

Time zone: GMT +0:00

Data source: Synthetic

Month	Clearness Index	Average Radiation
		(kWh/m ² /day)
Jan	0.427	1.766
Feb	0.550	3.043
Mar	0.502	3.784
Apr	0.586	5.614
May	0.599	6.598
Jun	0.645	7.475
Jul	0.618	6.969
Aug	0.474	4.781
Sep	0.592	4.864
Oct	0.518	3.169
Nov	0.494	2.195
Dec	0.408	1.512

Scaled annual average: 4.34 kWh/m²/d



Converter

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr.)
100.000	0	0	0

Sizes to consider: 0, 100 kW

Lifetime: 15 yr.

Inverter efficiency: 86%

Inverter can parallel with AC generator: No

Rectifier relative capacity: 100%

Rectifier efficiency: 85%

Grid

Rate	Power Price	Sellback Rate	Demand Rate	Applicable
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kW/mo.	
Rate 1	0.1	0.05		0 Jan-Dec All week 00:00-24:00

CO2 emissions factor: 632 g/kWh

CO emissions factor: 0 g/kWh

UHC emissions factor: 0 g/kWh

PM emissions factor: 0 g/kWh

SO2 emissions factor: 2.74 g/kWh

NOx emissions factor: 1.34 g/kWh

Interconnection cost: \$ 0

Standby charge: \$ 0/yr

Purchase capacity: 1,000 kW

Sale capacity: 1,000 kW

Economics

Annual real interest rate: 6%

Project lifetime: 25 yr.
 Capacity shortage penalty: \$ 0/kWh
 System fixed capital cost: \$ 0
 System fixed O&M cost: \$ 0/yr.

Generator control

Check load following: No
 Check cycle charging: Yes
 Set point state of charge: 80%
 Allow systems with multiple generators: Yes
 Allow multiple generators to operate simultaneously: Yes
 Allow systems with generator capacity less than peak load: Yes

Emissions

Carbon dioxide penalty: \$ 0/t
 Carbon monoxide penalty: \$ 0/t
 Unburned hydrocarbons penalty: \$ 0/t
 Particulate matter penalty: \$ 0/t
 Sulphur dioxide penalty: \$ 0/t
 Nitrogen oxides penalty: \$ 0/t

Constraints

Maximum annual capacity shortage: 0%
 Minimum renewable fraction: 0%
 Operating reserve as percentage of hourly load: 10%
 Operating reserve as percentage of peak load: 0%
 Operating reserve as percentage of solar power output: 25%
 Operating reserve as percentage of wind power output: 50%

Detailed Optimization Results						
#	PV Production kWh/yr	Grid Purchases kWh/yr	Grid Sales kWh/yr	Grid Net Purchases kWh/yr	Tot. Electrical Production kWh/yr	Ren. Fraction
1	27,761	0	23,875	-23,875	27,761	1.00
2	0	0	0	0	0	0.00

Não foi possível obter dados que pudessem ser comparáveis com os dos outros simuladores, tendo sido descartada a possibilidade de um uso aprofundado deste software.

Já no Retscreen, depois de definir os dados iniciais do projeto:

Informação sobre o projeto [Veja banco de Dados do projeto](#)

Nome do Projeto: Metodologias para avaliação do recurso solar
 Localização do Projeto: Aveiro
 Preparado para: MSES
 Preparado por: Vítor Jacinto Machado
 Tipo de projeto: Produção de eletricidade
 Tecnologia: Fotovoltaica
 Tipo de grid: Rede Central
 Tipo de análise: Método 1
 Poder calorífico de referência: Poder calorífico superior (PCS)
 Ver parâmetros: ☐

Condições de Referência do site [Selecionar local de dados climáticos](#)

Localização dos dados climáticos: Porto/Serra Do Pilar
 Mostrar dado: ☒

Tem-se que escolher um local, da lista existente, que deverá ser o mais próximo do local do estudo, sendo então que se considerou as medidas da Serra do Pilar, em Gaia, pela proximidade ao local do projeto.

27

País - região: Portugal
 Prov./Estado: n/a
 Localização dos dados climáticos: Porto/Serra Do Pilar

Latitude: 41,1 °N
 Longitude: -8,6 °E
 Elevação: 100 m
 Temperatura para projeto de aquecimento: 3,1 °C
 Temperatura para projeto de refrigeração: 28,1 °C
 Amplitude da Temperatura do Solo: 17,3 °C

Fonte: Solo

	Temperatura do Ar °C	Humidade relativa %	Radiação solar diária - horizontal kWh/m²/d	Pressão Atmosférica kPa	Velocidade do Vento m/s	Temperatura do Solo °C	Graus-dia mensal p/ aquecimento °C-d	Refrigeração graus-dias °C-d
Jan	9,3	81,0%	1,70	100,8	5,7	7,1	270	0
Fev	10,1	80,0%	2,68	100,6	5,7	8,4	221	3
Mar	11,5	75,0%	4,22	100,5	5,6	11,8	202	47
Abr	12,9	74,0%	5,63	100,4	5,3	14,1	153	87
Mai	15,1	74,0%	6,46	100,4	5,0	18,2	90	158
Jun	18,1	74,0%	7,01	100,5	4,4	22,8	0	243
Jul	19,9	73,0%	7,33	100,6	4,3	25,1	0	307
Ago	19,8	73,0%	6,45	100,5	4,3	23,9	0	304
Set	19,0	76,0%	4,73	100,6	4,2	20,8	0	270
Out	16,2	80,0%	3,41	100,6	4,5	15,6	56	192
Nov	12,3	81,0%	2,29	100,6	5,0	10,9	171	69
Dez	9,9	81,0%	1,99	100,7	5,7	8,3	251	0
Anual	14,5	76,8%	4,50	100,6	5,0	15,6	1.413	1.679

Fonte: Solo
 Medido a: 10 m

Condições de Referência do site

Localização dos dados climáticos

Porto/Serra Do Pilar

Mostrar dado

☒

Localização dos dados climáticos

Localização do Projeto

Latitude	Unidade	41,1	40,6
Longitude	'E	-8,6	-8,7
Elevação	m	100	20
Temperatura para projeto de aquecimento	°C	3,1	
Temperatura para projeto de refrigeração	°C	28,1	
Amplitude da Temperatura do Solo	°C	17,3	

Mês	Temperatura do Ar °C	Humidade relativa %	Radiação solar diária - horizontal kWh/m²/d	Pressão Atmosférica kPa	Velocidade do Vento m/s	Temperatura do Solo °C	Graus-dia mensal p/ aquecimento °C-d	Refrigeração graus-dias °C-d
Janeiro	9,3	81,0%	1,51	100,8	5,7	7,1	270	0
Fevereiro	10,1	80,0%	2,19	100,6	5,7	8,4	221	3
Março	11,5	75,0%	3,62	100,5	5,6	11,8	202	47
Abril	12,9	74,0%	4,86	100,4	5,3	14,1	153	87
Mai	15,1	74,0%	4,78	100,4	5,0	18,2	90	158
Junho	18,1	74,0%	6,97	100,5	4,4	22,8	0	243
Julho	19,9	73,0%	7,48	100,6	4,3	25,1	0	307
Agosto	19,8	73,0%	6,60	100,5	4,3	23,9	0	304
Setembro	19,0	76,0%	5,61	100,6	4,2	20,8	0	270
Outubro	16,2	80,0%	3,78	100,6	4,5	15,6	56	192
Novembro	12,3	81,0%	3,04	100,6	5,0	10,9	171	69
Dezembro	9,9	81,0%	1,77	100,7	5,7	8,3	251	0
Anual	14,5	76,8%	4,36	100,6	5,0	15,6	1.413	1.679
Medido a	m				10,0	0,0		

Completar a planilha de Modelo Energético

RETScreen4 2009-11-18

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2009.

NRCan/CanmetENERGY

28

De seguida é necessário definir o sistema elétrico, escolhendo a potência, a tecnologia e os parâmetros pedidos, no chamado “modelo energético”.

Modelo Energético RETScreen - Projeto produção de Eletricidade

Mostrar outras unidades

Sistema de eletricidade do caso proposto

Custo inicial incremental

Tecnologia	Fotovoltaica		
Tipo de análise	Método 1 Método 2		
Fotovoltaica			
Potência elétrica	kW	79,00	€ 632.000
Fabricante	Yingli Solar		
Modelo	poly-Si - YL205(29)P		
Fator de Utilização	%	15,0%	384 unidade(s)
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	103,8	
Preço eletricidade exportada	€/MWh	420,00	€/kWh 0,420

€ 632.000

€ 420,00

€/kWh 0,420

Mostrar outras unidades

Mostrar outras unidades

Sendo que no caso particular da tecnologia não foi possível escolher com exatidão os painéis instalados na U.A. pelo que se optou pelos mais aproximados em termos de potência.

Todos os restantes dados a colocar no software são irrelevantes para o nosso estudo, pelo que apenas a produção prevista é de salientar, 138,4MWh/ano, mas apenas mostra o valor total, não especificando o valor mensal para se poder comparar graficamente com os resultados obtidos nos outros softwares.

Entretanto tentou-se alterar os dados climáticos, visto ser possível inserir manualmente, para o local do projeto, tendo ficado assim:

	Unidade	Localização dos dados climáticos	Localização do Projeto
Latitude	°N	41,1	40,6
Longitude	°E	-8,6	-8,7
Elevação	m	100	20
Temperatura para projeto de aquecimento	°C	3,1	
Temperatura para projeto de refrigeração	°C	28,1	
Amplitude da Temperatura do Solo	°C	17,3	

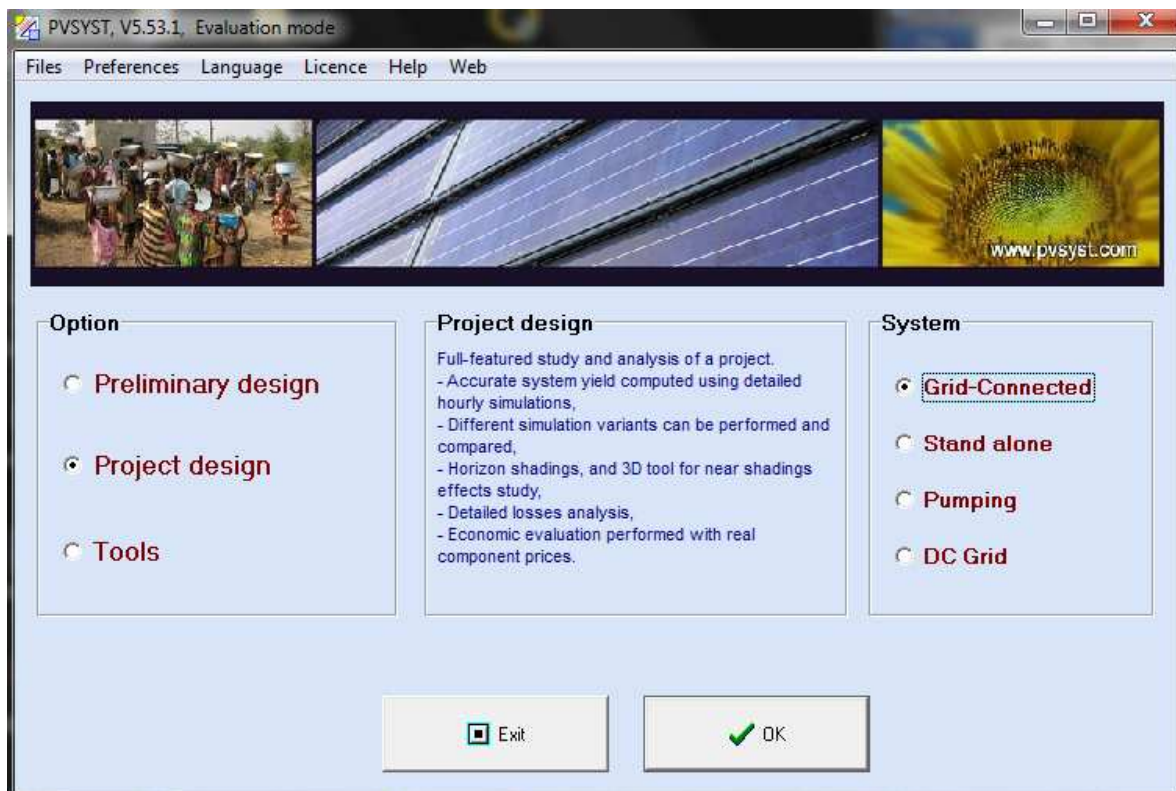
Mês	Temperatura do Ar	Humidade relativa	Radiação solar diária - horizontal	Pressão Atmosférica	Velocidade do Vento	Temperatura do Solo	Graus-dia mensal p/ aquecimento	Refrigeração graus-dias	
	°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d	
Janeiro	9,3	81,0%	1,70	100,8	5,7	7,1	270	0	
Fevereiro	10,1	80,0%	2,68	100,6	5,7	8,4	221	3	
Março	11,5	75,0%	4,22	100,5	5,6	11,8	202	47	
Abril	12,9	74,0%	5,63	100,4	5,3	14,1	153	87	
Mai	15,1	74,0%	6,46	100,4	5,0	18,2	90	158	
Junho	18,1	74,0%	7,01	100,5	4,4	22,8	0	243	
Julho	19,9	73,0%	7,33	100,6	4,3	25,1	0	307	
Agosto	19,8	73,0%	6,45	100,5	4,3	23,9	0	304	
Setembro	19,0	76,0%	4,73	100,6	4,2	20,8	0	270	
Outubro	16,2	80,0%	3,41	100,6	4,5	15,6	56	192	
Novembro	12,3	81,0%	2,29	100,6	5,0	10,9	171	69	
Dezembro	9,9	81,0%	1,99	100,7	5,7	8,3	251	0	
Anual									
Medido a	m	14,5	76,8%	4,50	100,6	5,0	15,6	1.413	1.679
						10,0	0,0		

Mas quando se comparou a produção para estes novos dados, não surgiu nenhuma diferença salientável:

Modelo Energético RETScreen - Projeto produção de Eletricidade				<input checked="" type="checkbox"/> Mostrar outras unidades
Sistema de eletricidade do caso proposto				Custo inicial incremental
Tecnologia	Fotovoltaica			
Tipo de análise	Método 1 Método 2			
Fotovoltaica				
Potência elétrica	KW	79,00		€ 632.000
Fabricante	Yingli Solar			ver banco de dados de produtos
Modelo	poly-Si- YL205(29)P			
Fator de Utilização	%	15,0%	384 unidade(s)	
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	103,8		
Preço eletricidade exportada	€/MWh	420,00	€/kWh	0,420

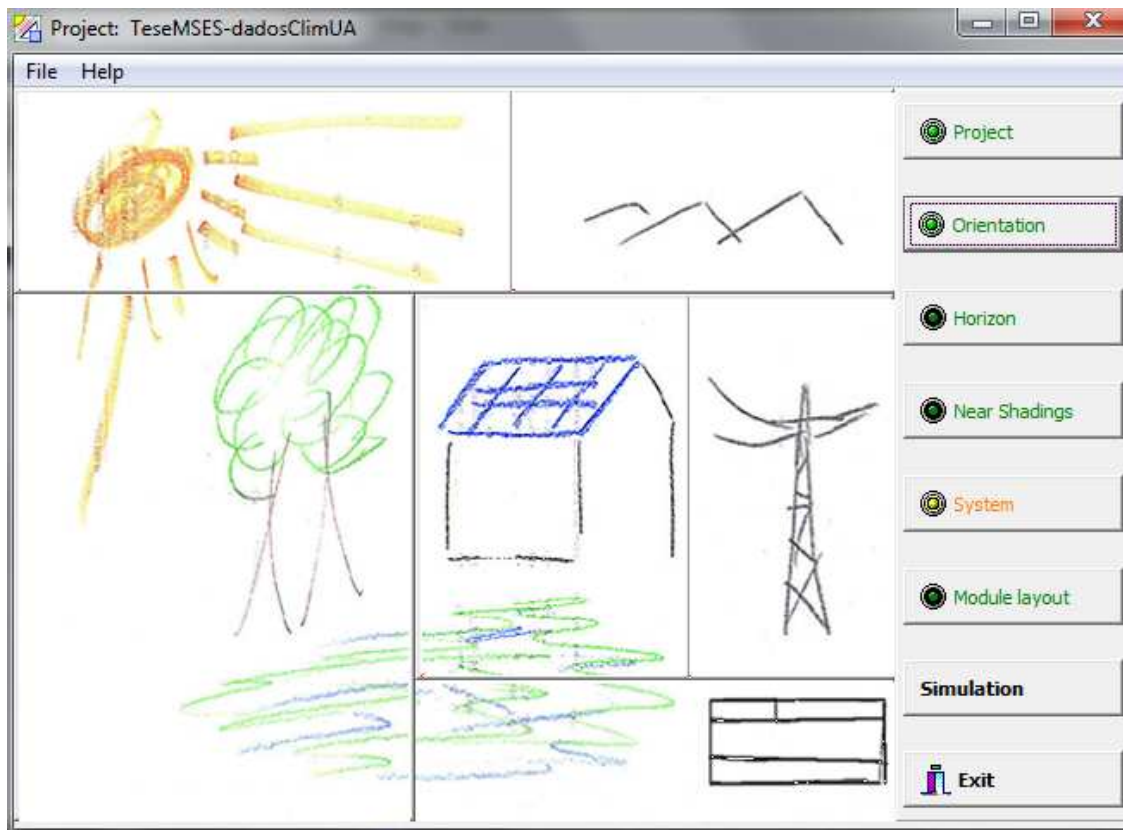
Como tal, apesar de ser um software fácil e intuitivo, a falta de capacidade de configuração que permita uma utilização num projeto de simulação de produção de um parque fotovoltaico, limita o uso deste software para este tipo de análise mas tem potencial para os outros tipos de análise com a utilização de outras energias. A falta de resultados mensais discriminados limita a análise pretendida nesta tese, quando comparado com os outros softwares.

Já com a utilização do PVSYST foi possível efetuar várias comparações que a seguir se mostra, tendo a facilidade de permitir a configuração de todo o sistema necessário, começando pela definição do tipo de trabalho se vai fazer:



O ecrã de início do projeto tem este design “sui generis”:

30



E a partir deste interface acede-se às configurações de:

- Projecto, onde é possível estabelecer a localização geográfica e as condições meteorológica do local pretendido.

The screenshot shows a window titled "Project: Situation and Meteo". It contains a section titled "Geographical Location and Meteo" with the following elements:

- Country: A dropdown menu set to "Portugal".
- Site: A dropdown menu set to "Aveiro".
- Project Site: A dropdown menu.
- Open: A button with a folder icon.
- Meteo File: A dropdown menu set to "aveiro_syn_ua.met : Aveiro, Synthetic Hourly data".
- Open: A button with a sun icon.
- ?: A help button.
- Special actions: A section containing two options: "Meteo Site => Project Site" and "Project Site => Synthetic meteo file".
- Copy: A button with a document icon.
- Generate: A button with a document icon.
- Back: A button with a left arrow icon.
- Cancel: A button with a red X icon.
- Next: A button with a right arrow icon.

31

The screenshot shows a window titled "Geographical site parameters". It has two tabs: "Geographical Coordinates" and "Monthly meteo". The "Geographical Coordinates" tab is active. It contains the following elements:

- Location: A section containing:
 - Site name: A text field set to "Aveiro".
 - Country: A dropdown menu set to "Portugal".
 - Region: A dropdown menu set to "Europe".
- Latitude: A section with two columns: "Decimal" and "Deg. min.". The "Decimal" column has a text field set to "40.62" and a degree symbol. The "Deg. min." column has two text fields set to "40" and "37", followed by "(+ = North, - = South hemisph.)".
- Longitude: A section with two columns: "Decimal" and "Deg. min.". The "Decimal" column has a text field set to "8.65" and a degree symbol. The "Deg. min." column has two text fields set to "8" and "39", followed by "(+ = East, - = West of Greenwich)".
- Altitude: A text field set to "20" followed by "M above sea level".
- Time zone: A dropdown menu set to "1" followed by "Corresponding to an average difference".
- Legal Time - Solar Time = 0h 25m: A text field with a help button (yellow question mark).
- Project location: A section on the right containing:
 - Text: "You may re-define here the site name (your project's location), and eventually the geographical coordinates. For defining new monthly meteo values, please define a new site in the database using 'Tools'/'Geographic Location', or import them with 'Tools'/'Import meteo data'.".
 - Sun paths: A button with a sun icon.
 - Print: A button with a printer icon.
- Cancel: A button with a red X icon.
- OK: A button with a green checkmark icon.

Geographical site parameters

Geographical Coordinates: Monthly meteo

Site: Aveiro (Portugal)

Data source: Aveiro

	Global Irrad.	Diffuse	Temper.	Wind Vel.
	kWh/m ² .mth	kWh/m ² .mth	°C	m/s
January	44.5			
February	79.1			
March	111.1			
April	162.8			
May	184.7			
June	209.3			
July	167.3			
August	148.2			
September	145.9			
October	110.2			
November	65.8			
December	44.1			
Year	1473.0			

Required Data

☒ Horizontal global irradiation

☐ Average Ext. Temperature

Extra data

☐ Horizontal diffuse irradiation

☐ Wind velocity

Irradiation units

☐ kWh/m².day

☒ kWh/m².mth

☐ MJ/m².day

☐ MJ/m².mth

☐ W/m²

☐ Clearness Index Kt

Cancel OK

- Orientação, onde se define a orientação dos painéis.

32

Orientation, Variant "Tese_MSES02"

Field type: Fixed Tilted Plane

Field Parameters

Plane Tilt: 15.0 °

Azimuth: 0.0 °

Optimisation by respect to

☒ Yearly irradiation yield ?

☐ Summer (Apr-Sep)

☐ Winter (Oct-Mar)

Tilt 15°

Azimuth 0°

West East

South

Yearly meteo yield

Transposition Factor FT: 1.09

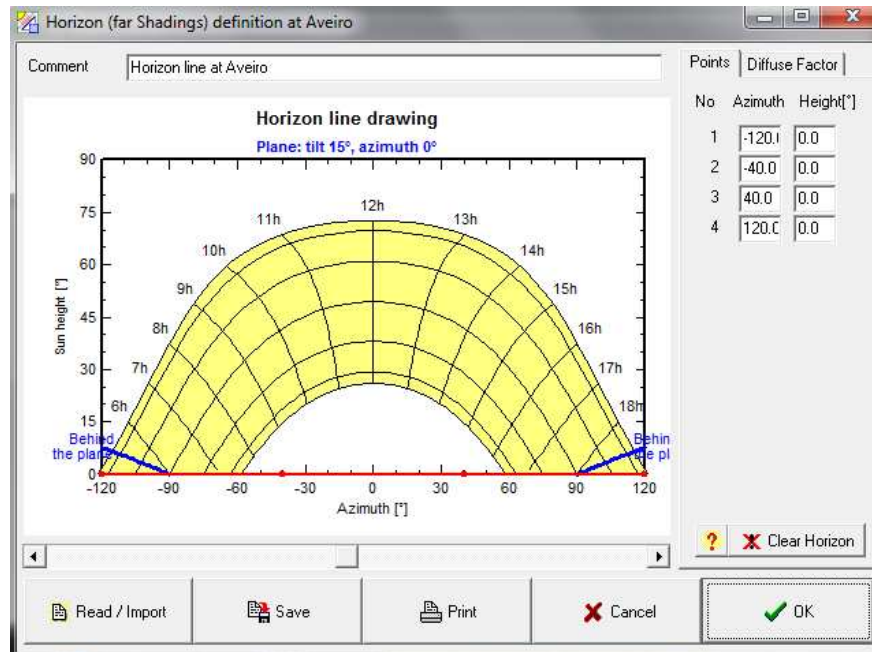
Loss By Respect To Optimum: -3.1%

Global on collector plane: 1607 kWh/m²

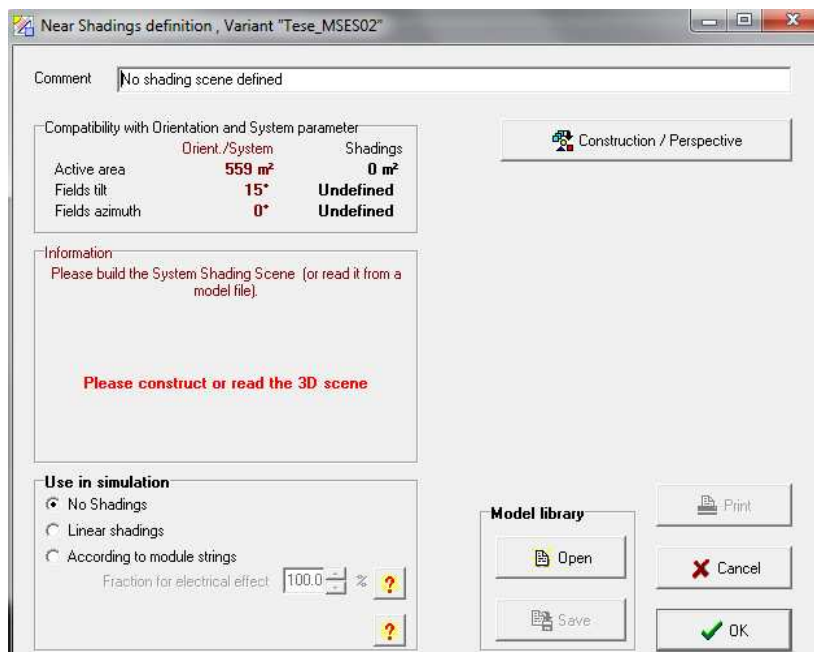
Show Optimisation

Cancel OK

- Horizonte, onde se pode configurar o efeito do movimento do sol no local e possíveis sombras causadas pelo horizonte, não tendo sido alterado para efeitos deste estudo.



- Sombreamentos próximos, onde se configura possíveis sombras existentes no local, incluindo um sistema de construção em 3D das obstruções, não tendo sido utilizado neste estudo porque não foi identificada obstrução significativa no parque e a disposição dos painéis, quer na sua inclinação quer no espaçamento, foi otimizada para evitar os sombreamentos causados pelos próprios painéis.



- Sistema, onde se define os componentes do sistema elétrico a estudar.

Grid system definition, Variant "Tese_MSES02"

Global System configuration
 Number of kinds of sub-fields

Global system summary

Nb. of modules	384	Nominal PV Power	78.7 kWp
Module area	559 m ²	Maximum PV Power	73.2 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	100 kWac

Homogeneous System

Presizing Help
☐ No Sizing Enter planned power kWp, ... or available area m²

Select the PV module
Sort modules: ☒ Power ☐ Technology ☐ Manufacturer All modules

205 Wp 23V	Si-poly	GE PVp-205-M	GE Energy	Photon Maq. 20C	<input type="button" value="Open"/>
------------	---------	--------------	-----------	-----------------	-------------------------------------

Approx. needed modules: **385** Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) **23.2 V**
V_{oc} (-10°C) **36.9 V**

Select the inverter
Sort inverters by: ☒ Power ☐ Voltage (max) ☐ Manufacturer Available Now

100 kW	450 - 800 V	50/60Hz	PV100	Efacec	<input type="button" value="Open"/>
--------	-------------	---------	-------	--------	-------------------------------------

Nb. of inverters: ☐ Operating Voltage: **450-800 V** Global Inverter's power: **100 kWac**
Input maximum voltage: **900 V** **Master inverter** **Slave**

Design the array

Number of modules and strings
Mod. in series: ☐ should be between 20 and 24
Nb. strings: ☒ impossible (Min=20, Max=16)
Overload loss: **0.0 %**
P_{nom} ratio: **0.79**
Nb. modules **384** **Area** **559 m²**

Operating conditions
V_{mpp} (60°C) 558 V
V_{mpp} (20°C) 669 V
V_{oc} (-10°C) 886 V
Plane irradiance **1000 W/m²** ☐ Max. in data ☒ STC
I_{mpp} (STC) 122 A Max. operating power **71.3 kW**
I_{sc} (STC) 133 A at 1000 W/m² and 50°C
I_{sc} (at STC) 131 A **Array nom. Power (STC)** **78.7 kWp**

The inverter power is slightly oversized.

Nomeadamente, define-se o módulo PV:

Definition of a PV module

Basic data | Model parameters | Sizes and Technology | Commercial | Graphs

Model: GEPVp-205-M Manufacturer: GE Energy ?

File name: GEEnergy_GEPV205_M.PAN Data source: Photon Mag. 2009

Nom. Power (at STC): 205 Wp Tol: 5.0 % Technology: Si-poly

Manufacturer specifications or other Measurements

Reference conditions: GRef: 1000 W/m² TRef: 25 °C ?

Short-circuit current: Isc: 8.200 A Open circuit Voc: 33.00 V

Max Power Point: Imp: 7.600 A Vmpp: 27.20 V

Temperature coefficient: mulsc: 5.6 mA/°C Nb cells: 54 in series

or mulsc: 0.07 %/°C

Model summary

Main parameter ?

R shunt: 220 ohm

Rsh(G=0): 900 ohm

R serie model 0.07 ohm

R serie max.: 0.32 ohm

R serie apparent: 0.30 ohm

Model parameters

Gamma: 1.35

IoRef: 179 nA

muVoc: -114 mV/°C

muPMax fixed: -0.40 /°C

Internal model result tool

Operating conditions: GOper: 1000 W/m² TOper: 25 °C ?

Max Power Point: Pmpp: 206.7 W Temper. coeff.: -0.40 %/°C

Current Imp: 7.57 A Voltage Vmpp: 27.3 V

Short-circuit current Isc: 8.20 A Open circuit Voc: 33.0 V

Efficiency: / Cells area: N/A % / Module area: 14.19 %

Copy to table Print Cancel OK

E consegue-se alterar e criar as mais relevantes características do módulo usado. Também se pode alterar e criar o conversor utilizado.

35

Grid inverter definition

Main parameter | Secondary parameter | Efficiency curve | Sizes | Commercial

Model: PV100 Manufacturer: Efacec

File name: PV100_Efacec.OND Data source: Manufacturer 2010

Input side (DC PV field)

Minimum MPP Voltage: 450 V

Min. Voltage for PNom: 450 V

Nominal MPP Voltage: 450 V

Maximum MPP Voltage: 800 V

Absolute max. PV Voltage: 900 V

Power Threshold: 850.0 W

Contractual specifications, without real physical meaning ? Required

Nominal PV Power: 100 kW

Maximum PV Power: 120 kW ✓

Maximum PV Current: 250 A ✓

Output side (AC grid)

Type: ☐ Monophased ☒ Triphased ☐ Biphased

Frequency: ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz

Grid Voltage: 400 V

Nominal AC Power: 100 kW

Maximum AC Power: 105 kW

Nominal AC current: 144 A ✓

Maximum AC current: 153 A ☐

Efficiency

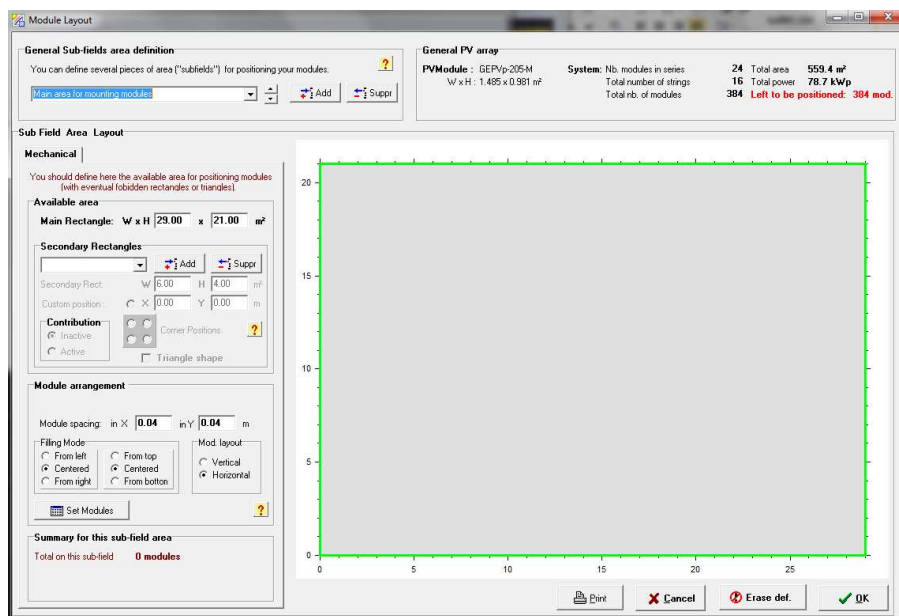
Maximum efficiency: 96.2 %

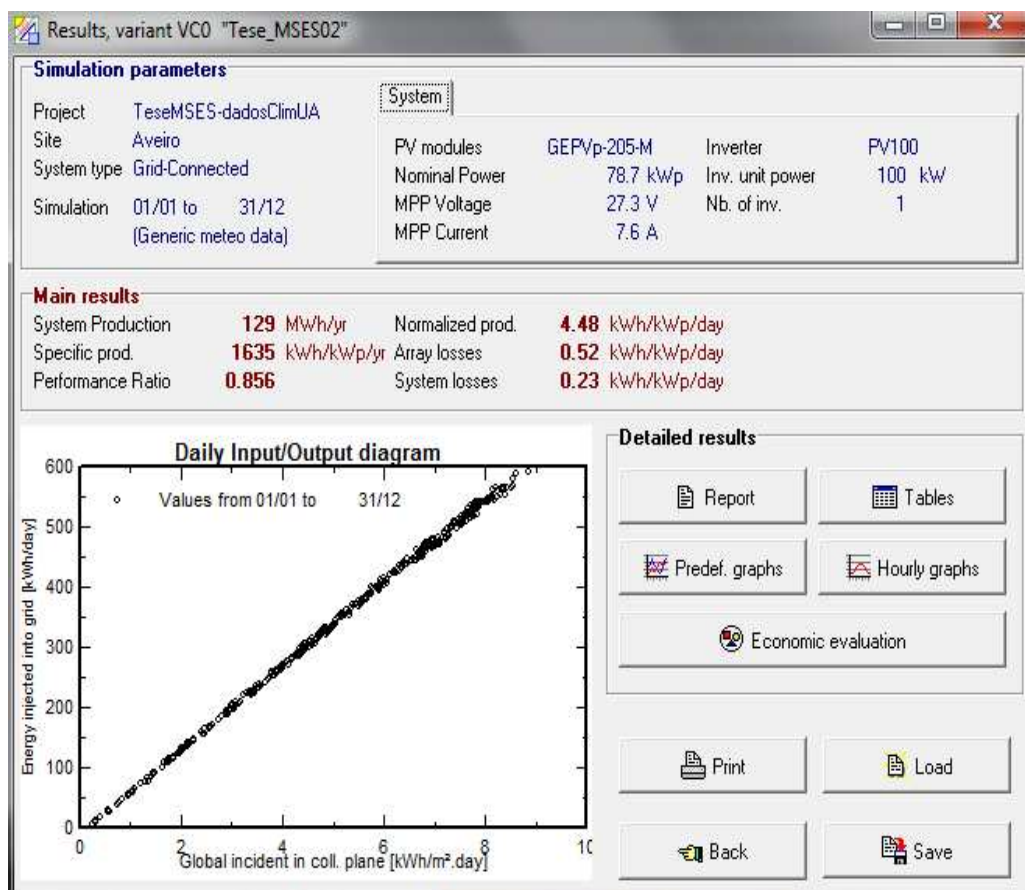
EURO efficiency: 94.9 % ?

☐ Efficiency defined for 3 voltages

Copy to table Print Cancel OK

- Layout do Modelo onde é possível desenhar o Layout do sistema, mas não sendo objetivo de análise deste estudo, não foi alterado, tendo sido mantido o layout da instalação realizada.



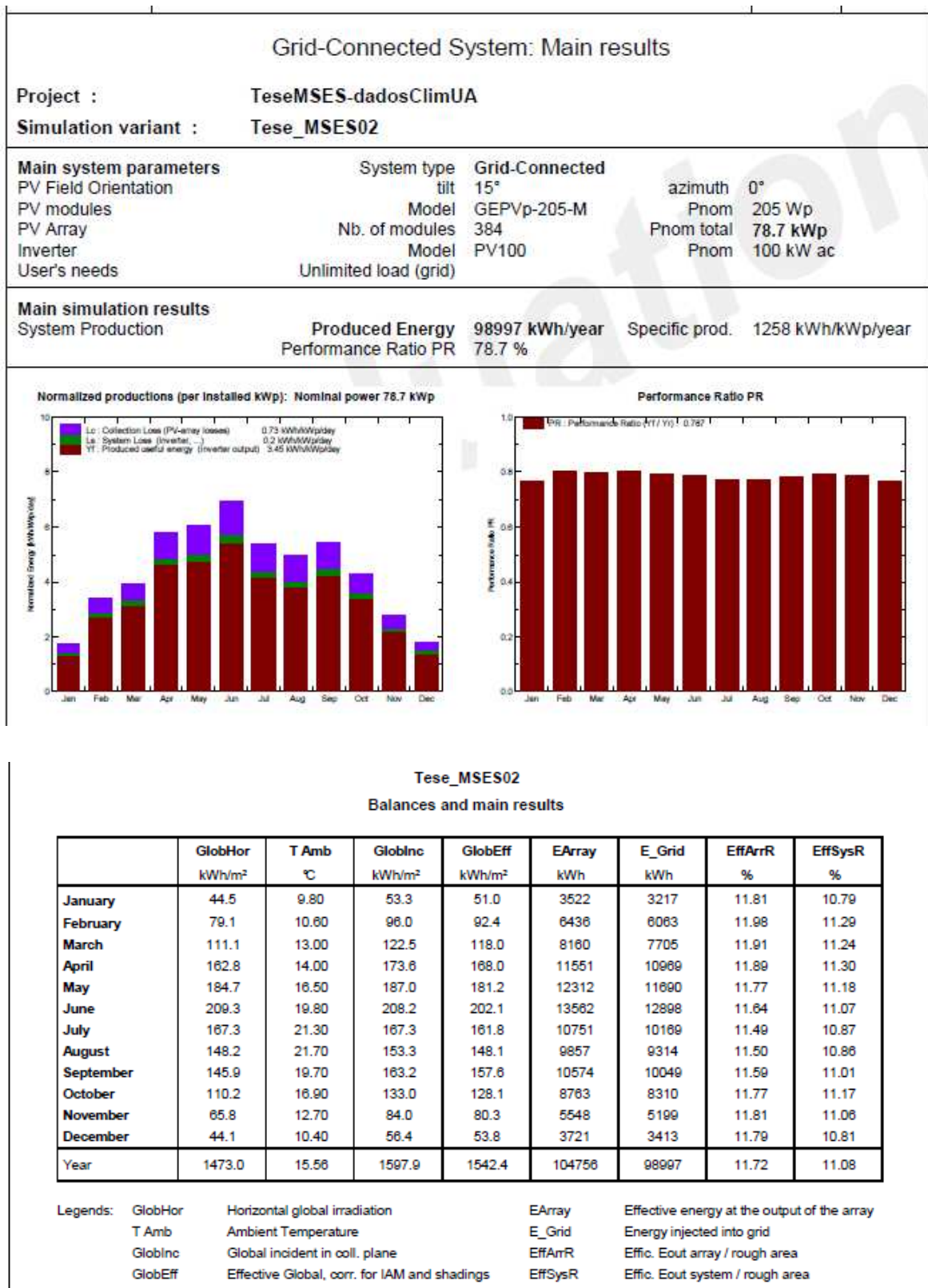


37

E imprimindo os resultados obtém-se um muito útil ficheiro de resumo da simulação com a indicação dos parâmetros e resultados obtidos, com representação gráfica dos mesmos:

PVSYST V5.53				25/11/11	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	TeseMSES-dadosClimUA				
Geographical Site	Aveiro		Country	Portugal	
Situation	Latitude	40.6°N	Longitude	8.7°E	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	20 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data :	Aveiro, Synthetic Hourly data				
Simulation variant :	Tese_MSES02				
	Simulation date	25/11/11 00h22			

Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth	0°	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model	GEPVp-205-M		
		Manufacturer	GE Energy		
Number of PV modules		In series	24 modules	In parallel	16 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	384	Unit Nom. Power	205 Wp
Array global power		Nominal (STC)	78.7 kWp	At operating cond.	71.3 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	586 V	I m pp	122 A
Total area		Module area	559 m²		
Inverter					
		Model	PV100		
		Manufacturer	Efacec		
Characteristics		Operating Voltage	450-800 V	Unit Nom. Power	100 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	45 °C	
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	81 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	2.5 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05	
User's needs :					
	Unlimited load (grid)				



39

Tese_MSES02

Balances and main results

Legends:

GlobHor Horizontal global irradiation

T Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

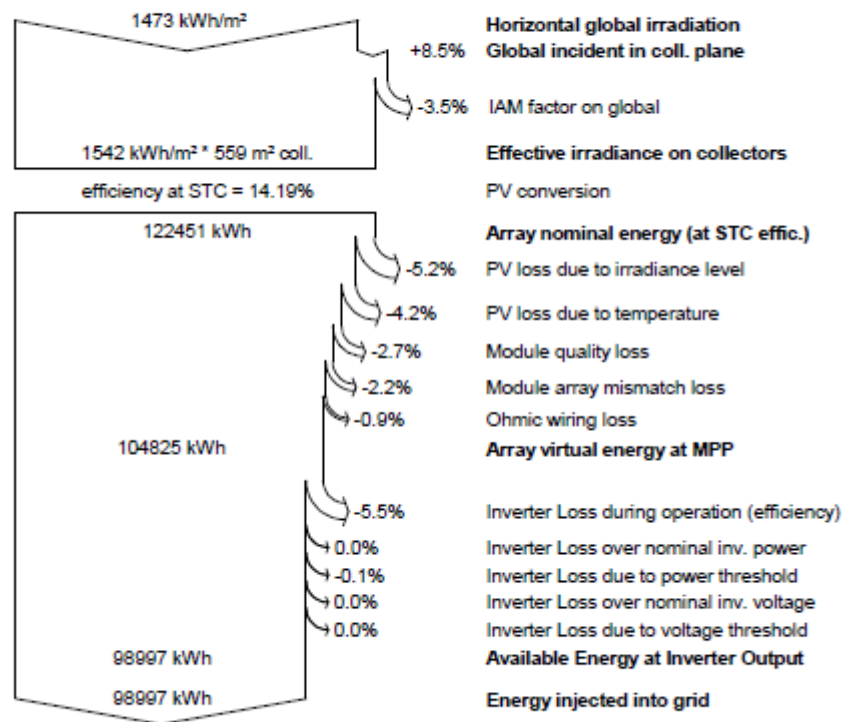
E_Grid Energy injected into grid

EffArrR Effic. Eout array / rough area

EffSysR Effic. Eout system / rough area

Inclusive um diagrama detalhado sobre as perdas previstas.

Loss diagram over the whole year



É notória a orientação deste software para a análise de sistemas fotovoltaicos e por isso se destaca claramente em relação aos outros.

Podemos então comparar os valores reais da produção do parque fotovoltaico da UA, com valores previstos, usando para isso o software PVSYST porque nos garante uma facilidade de cálculo e obtenção de resultados mais intuitivos sendo o software que foi usado para a simulação durante o projeto de implantação do parque fotovoltaico que serve como caso de estudo.

A simulação efetuada com os equipamentos instalados atualmente na U.A, considerando o recurso solar de projeto da EFACEC vem que:

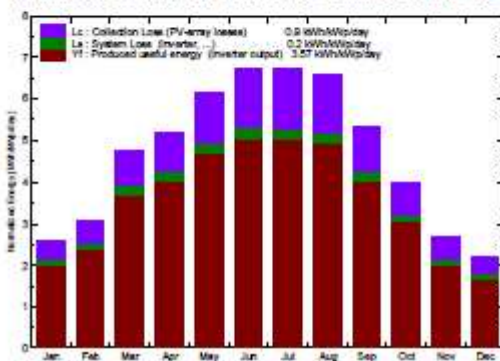
Grid-Connected System: Main results

Project : TeseMSES1
Simulation variant : New simulation variant

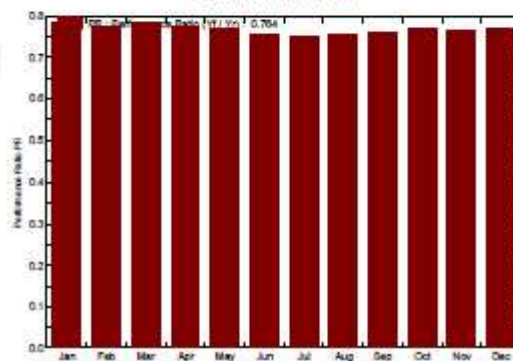
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth	0°
PV modules	Model	GEPvp-205-M	Pnom	205 Wp
PV Array	Nb. of modules	384	Pnom total	78.7 kWp
Inverter	Model	PV100	Pnom	100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results	Produced Energy	102521687 W/year	Specific prod.	1302 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	76.4 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 78.7 kWp



Performance Ratio PR

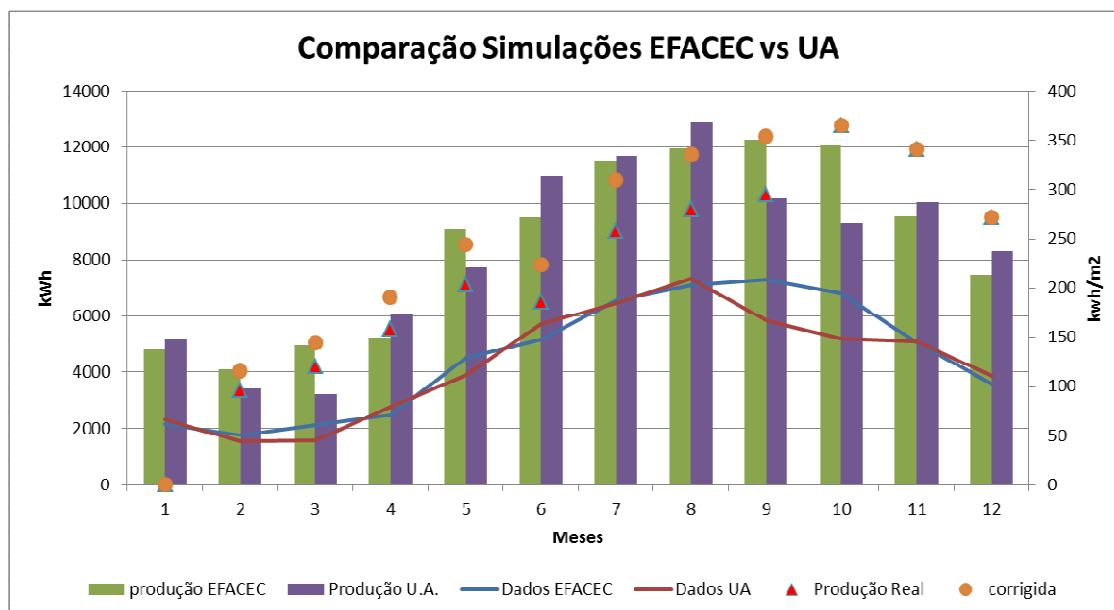


New simulation variant Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	60.5	9.80	60.4	76.8	5297	4959	11.77	11.02
February	70.8	10.60	65.6	82.5	5596	5241	11.65	10.91
March	129.3	13.00	147.6	142.6	9569	9082	11.59	11.00
April	147.6	14.00	156.0	150.6	10049	9517	11.51	10.90
May	187.2	16.50	189.8	184.0	12120	11513	11.41	10.84
June	202.8	19.80	201.2	195.2	12596	11967	11.19	10.63
July	208.0	21.30	208.1	201.9	12907	12271	11.09	10.54
August	194.1	21.70	203.4	197.1	12663	12051	11.13	10.59
September	144.3	19.70	160.5	155.0	10078	9570	11.22	10.66
October	102.0	16.90	123.2	118.6	7881	7448	11.43	10.81
November	61.5	12.70	79.9	76.5	5134	4795	11.48	10.72
December	50.2	10.40	67.7	64.5	4424	4107	11.69	10.85
Year	1558.3	15.56	1703.7	1645.3	108311	102522	11.36	10.76

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
T Amb Ambient Temperature
GlobInc Global Incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
EffArrR Effc. Eout array / rough area
EffSysR Effc. Eout system / rough area

Comparando com o resultado da simulação com os dados climáticos da U.A. obtem-se:



Onde se pode concluir que existem diferenças acentuadas entre os dados climáticos, que induzem uma produção diferente.

De salientar que a produção real medida tem um fator de correção de 20% devido a um problema elétrico detectado pela EFACEC no fim do mês de Julho, entretanto resolvido.

Particularizando:

	Dados UA / Dados EFACEC	Produção UA / Produção EFACEC	Produção Real / Produção EFACEC	Produção Real / Produção UA	Produção Real Corrigida / Produção UA
Nov	107%	108%			
Dez	88%	83%	82%	99%	118%
Jan	74%	65%	85%	131%	157%
Fev	112%	116%	106%	91%	110%
Mar	86%	85%	78%	92%	111%
Abr	110%	115%	68%	59%	71%
Mai	99%	102%	78%	77%	93%
Jun	103%	108%	82%	76%	91%
Jul	80%	83%	84%	101%	122%
Ago	76%	77%	106%	137%	137%
Set	101%	105%	125%	119%	119%
Out	108%	112%	127%	114%	114%

Não existindo um padrão, é possível observar que nos meses de Abril, Maio e Junho a simulação da produção nesses meses ficou bastante aquém do esperado, apesar de o recurso solar medido ser superior ao “tabelado”, o que

pode indiciar que os problemas elétricos dos painéis fotovoltaicos terão iniciado nesse mês, pois após a reparação os valores alteraram-se completamente.

Outro facto é que a relação entre a produção real e a produção simulada com os dados climáticos da UA é normalmente superior, o que pode indicar que existe um fator pelo qual se pode multiplicar os dados de produção e assim obter uma produção estimada mais perto da realidade.

Para isso também é conveniente comparar as medições do mencionado período de tempo de 1 ano, que foi este estudo, por valores de longo-termo para se abranger um período que seja indicativo do período de vida da operação do parque fotovoltaico, que normalmente é de cerca de 20 anos.

Os dados de longo-termo da radiação global direta foram disponibilizados pelo INEGI, pela experiencia no tratamento e obtenção de dados similares para a energia eólica.

Então para analisar a representatividade das medições locais de curto período para um período longo e assim estimar a produção do parque fotovoltaico no seu período de vida, usou-se o modelo **MERRA MODERN ERA RETROSPECTIVE-ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS** para obter os dados pretendidos.

43

As Retro-análises (ou reanálise) têm sido uma ferramenta fundamental no estudo da variabilidade do tempo e clima nos últimos 15 anos. As reanálises misturam a continuidade e amplitude de dados de saída de um modelo numérico com a restrição de grandes quantidades de dados observacionais. O resultado é, a longo prazo, a gravação contínua de dados. O MODERN ERA RETROSPECTIVE-ANALYSIS FOR RESEARCH AND APPLICATIONS foi desenvolvido para apoiar os objetivos da NASA Earth Science, aplicando o state-of-the-art GMAO sistema de assimilação de dados, que inclui muitos sistemas modernos de observação.

O projeto MERRA apoia os interesses da NASA Earth Science por:

- utilização do sistema global de assimilação de dados da NASA para produzir uma síntese de longo prazo (de 1979 até ao presente) que coloca o conjunto atual de observações de satélite de pesquisa num contexto de dados do clima.
- proporcionar à ciência e às comunidades científicas, aplicações com análises globais state-of-the-art, com ênfase em estimativas melhoradas do ciclo hidrológico numa ampla gama de escalas temporais de clima e meteorológicas.

O período de tempo do MERRA cobrirá a era moderna de dados de sensoriamento remoto, a partir de 1979 até o presente, e o foco especial da assimilação atmosférica será o ciclo hidrológico. Reanálises de longo prazo do clima da Terra anteriores tinham altos níveis de incerteza na precipitação e

variabilidade interanual. O sistema de assimilação de dados GEOS5 a ser utilizado pelo MERRA implementa o Incremental Analysis Updates (IAU) para ajustar lentamente o estado do modelo para o estado observado. Além disso, o modelo físico de parametrizações foram testados e avaliados com dados de assimilação presentes que também reduz o choque de ajustar o sistema do modelo. Junto com o modelo de *Catchment hydrology land surface*, MERRA tem previsto o seu aperfeiçoamento com a representação do ciclo da água em reanálises.

Os Dados de saída MERRA assemelham-se às re-análises existentes, com vários avanços importantes. O uso da IAU também permite dados de saída em frequências mais altas do que as seis análises por hora. Dois diagnósticos dimensionais (fluxos de superfície, nível único meteorologia, integrais verticais e estados de terra) serão produzidos em intervalos de 1 hora. Estes produtos de dados e as 6 análises atmosféricas tridimensionais por hora também estão disponíveis na resolução máxima espacial ($1/2$ grau Latitude \times $2/3$ graus de longitude). Diagnósticos atmosféricos tridimensionais extensos a cada 3 horas em 42 níveis de pressão também estarão disponíveis, mas com uma resolução grosseira (1,25 graus).

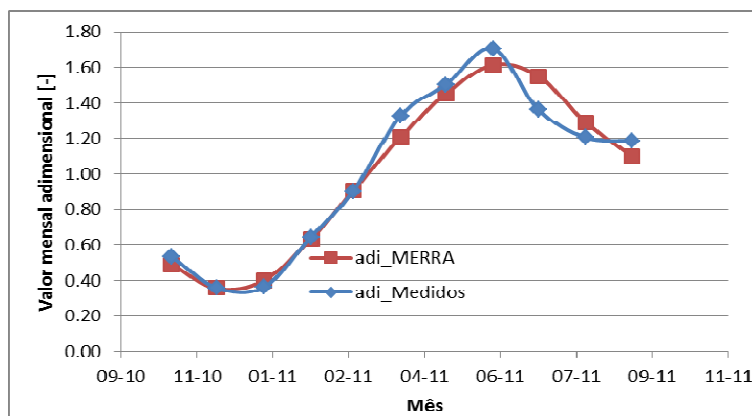
O MERRA é financiado pelo programa NASA Modeling Analysis and Prediction (MAP) e através da NASA Cooperative Agreement Notice (CAN): Earth Science REASoN - Research, Education, and Applications Solutions Network.

Do conjunto de dados disponibilizados pelo MERRA, foi necessário escolher a série com os dados pretendidos, no caso radiação solar de comprimento de onda curto incidente à superfície da terra, visto que os painéis poli-cristalinos têm maior eficiência quando absorvem comprimentos de onda inferiores a 1200 nm, o que implica que os valores de onda curta sejam os mais indicados para o nosso estudo.

Devido à complexidade das análises e simulações realizadas, estas séries de dados são disponibilizadas com um atraso de cerca de 1 mês sendo que, à data da realização do estudo, estão disponíveis dados até Setembro de 2011.

Foi selecionado um ponto à superfície da terra situado a cerca de 15 km para Sul de Aveiro, bastante próximo e certamente representativo daquele clima regional.

Contudo, essa representatividade tem que ser avaliada, pelo que foi realizada a comparação entre os dados medidos na estação meteorológica do *campus* e os valores médios mensais, para o período em que há dados simultaneamente disponíveis nas duas fontes, isto é, entre Novembro de 2010 e Setembro de 2011. Os valores mensais foram adimensionalizados com o valor médio do período.



A figura anterior apresenta uma boa relação entre os valores medidos e os estimados pelo modelo, sendo o coeficiente de correlação entre os dados elevado, atingindo-se um r^2 de 0.96.

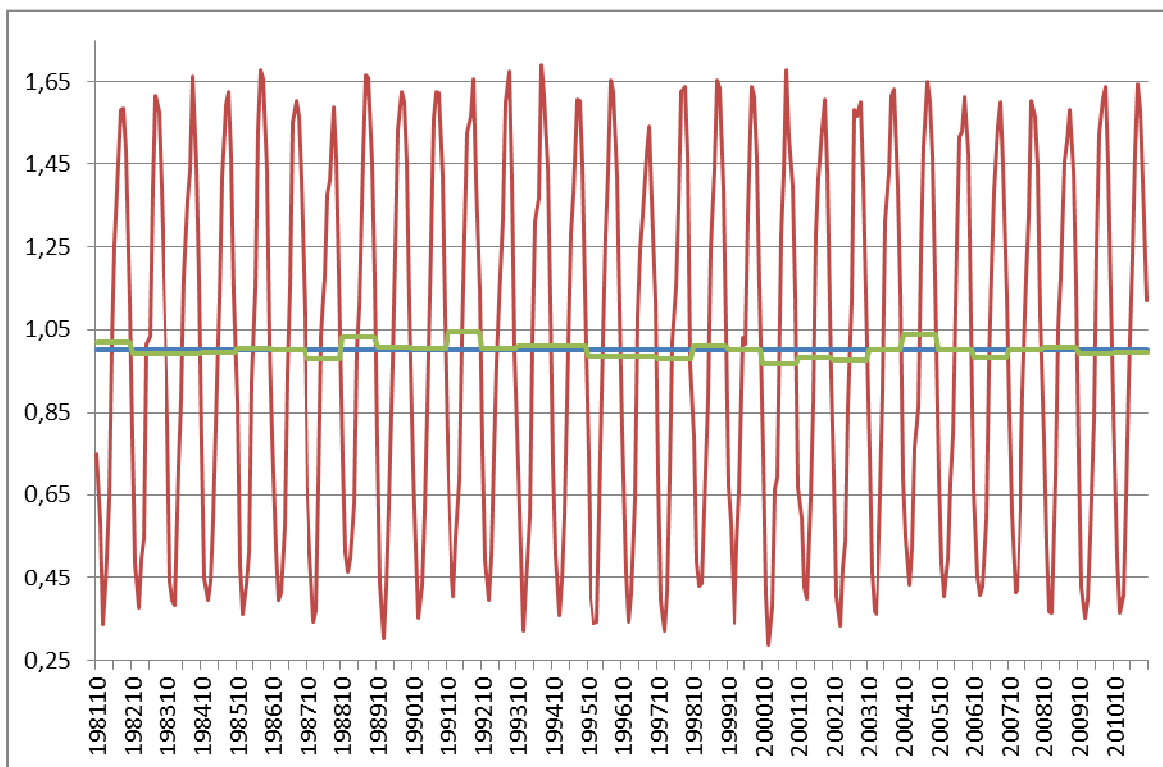
De notar que os meses que apresentam uma menor concordância com os valores esperados, Junho e Julho de 2011, apresentaram também disponibilidades de dados medidos menores porque a qualidade dos dados foi menor porque houve problemas de comunicação entre os aparelhos.

Validado o uso dos dados do modelo, foi avaliado o comportamento dos últimos 30 anos de dados de radiação solar incidente, entre Outubro de 1981 e Setembro de 2011.

A figura seguinte apresenta os valores mensais, a sua integração em médias anuais, obtidos em torno do valor do Longo Termo.

45

Que considera a relação entre os ângulos de incidência do sol na superfície da terra durante o seu período de tempo de rotação e com esses dados é possível então fazer comparações com os dados medidos localmente e obter um gráfico:



Apesar dos valores mensais apresentarem uma variabilidade elevada, os valores médios anuais não se afastam mais de 5% do valor de longo termo.

Não sendo um afastamento elevado, é preciso ter em consideração que, caso um ano de medições nessas condições fosse usado para estimar a produção de um parque fotovoltaico, conduziria a uma sobrestimava de energia de magnitude idêntica.

Resultados

O valor médio anual de radiação global estimada pelo modelo para o longo termo é de 203 W/m^2 , enquanto para o período de medições é de 207 W/m^2 ou $147,5 \text{ kWh/m}^2$, um valor 1,9% acima do longo termo, pelo que se pode afirmar que as medidas efetuadas neste ano são representativas de um período de 30 anos.

O mesmo ensaio de enquadramento foi realizado com os dados considerados pela EFACEC na estimativa de produção, e que apresentavam um valor médio anual de $129,9 \text{ kWh/m}^2$, tido como representativo do local em apreço. Neste caso a diferença ao valor de longo termo é significativa, -11,9 %, e representa uma subestimativa do valor médio esperado para o local.

Quando se compara a produção real do parque, para o período em que há registos, com o valor estimado na fase de projeto, resulta a impressão de que a produção do mesmo será superior ao previsto, mas como o parque entrou

recentemente em produção, esta impressão necessita de confirmação de mais dados experimentais obtidos com a operação do parque e confrontação com os valores medidos na estação meteorológica.

Conclusões

Dos softwares comercialmente acessíveis, existentes no mercado há características próprias que definem o melhor uso. No caso da avaliação de sistemas fotovoltaicos, o Homer e o Retscreen tem uma vertente de análise vocacionada para os fatores económicos do projeto fotovoltaico e falham nas configurações específicas do sistema como sejam a tecnologia usada, tornando-se bastante limitativos pois não permitem a criação e definição dos aparelhos usados no sistema, o que provoca inexatidões e consequentemente erros nos valores de produção e consequente análise económica do projeto. O Solterm já permite uma configuração mais apurada da tecnologia mas neste estudo não foi possível obter dados climáticos horários, que são necessários para definir um ficheiro para ser utilizado pelo simulador, o que causou a necessidade de se procurar melhor solução, tendo-se então optado pelo que tem uma vertente claramente direcionada para o assunto.

Das simulações efetuadas usando o software escolhido foi possível obter valores comparativos dos efeitos que os dados climáticos “tabelados” e os medidos no local do parque têm sobre a produção do mesmo, sendo possível inclusive

47

perceber algum mau funcionamento. A comparação entre os valores medidos e os de longo-termo permitiu obter um fator de correlação que se for aplicado aos valores medidos, permite aproximar a produção a valores mais aproximados da realidade com o benefício de permitir uma melhor análise económica do projeto e assim permitir a tomada de melhores decisões quando da análise de execução.

Com base nesta comparação é possível perceber que segundo o resultado da simulação disponibilizada para este estudo, o potencial de produção do parque fotovoltaico instalado no edifício do departamento de Eng. Mecânica da UA deverá ser superior ao inicialmente simulado pelos autores do projeto, pois os dados climáticos considerados são significativamente diferentes dos dados de longo termo, e foi possível demonstrar que diferenças nos dados provocam diferenças de produções. Esta diferença teria que ser acompanhada e confirmada com o decorrer do tempo de funcionamento do parque e com as recolhas dos dados que atualmente se faz e que têm uma relevância importante.

Não foi considerado neste estudo o efeito da componente Radiação Difusa nos valores de longo termo que poderão influenciar algum resultado, nomeadamente nos dias com neblina, algo característico da cidade de Aveiro, sendo um possível ponto a analisar num trabalho futuro.

Bibliografia

Gueymard, C.A., Wilcox, S.M. Assessment of spatial and temporal variability in the US solar resource from radiometric measurements and predictions from models using ground-based or satellite data. Sol. Energy (2011)

V. A. Graham and K. G. T. Hollands, A method to generate synthetic hourly solar radiation globally, Solar Energy, Vol. 44, No. 6, pp. 333–341, 1990.

Tom Lambert, Micropower system modeling with HOMER, 2006 John Wiley & Sons, Inc.

Ricardo Aguiar e Maria João Carvalho, Manual de Instalação e Utilização do software SolTerm, INETI, Abril 2007

RETScreen® International Clean Energy Decision Support Centre, RETScreen® Software Online User Manual

User's Guide PVsyst Contextual Help, University of Geneva 1994-2010

Pierre Ineichen, Interannual variability and global irradiance evaluation, University of Geneva, November 2009

W. De Soto, S.A. Klein *, W.A. Beckman, Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, Solar Energy 80 (2006) 78–88

Duffie, J.A., Beckman, W.A. Solar Engineering of Thermal Processes, second ed. John Wiley & Sons Inc., New York, 1991

Ricardo aguiar, Susana Castro Viana, António Joyce, Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial, Lisboa, 2002

Andrea Padovan, Davide Del Col, Measurement and modeling of solar irradiance components on horizontal and tilted planes, Sol. Energy (2010)

Duffie, J.A., Beckman, W.A., 2006. Solar Engineering of Thermal Processes, third ed. John Wiley & Sons, Inc., New Jersey.

Drummond, A.J., 1964. Comments on sky radiation and corrections. Journal of Applied Meteorology 3, 810–811.

LeBaron, B.A., Michalsky, J.J., Perez, R., 1990. A simple procedure for correcting shadowband data for all sky conditions. *Solar Energy* 44, 249–256.

Perez, R., Steward, R., Arbogast, C., Seals, R., Scott, J., 1986. An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: description, performance validation, site dependency evaluation. *Solar Energy* 36, 481–497.

Ayman A. Hamad, Mohammad A. Alsaad, A Software Application for Energy Flow Simulation of a Grid Connected Photovoltaic System, University of Jordan, Amman, 11942, Jordan, 2009

Drummond, A.J., 1956. On the measurement of sky radiation. *Arch. Met. Geophys. Biokl. B7*, 413–436

Manual da versão SOLTERM 5.0, Redacção: Ricardo Aguiar, 17 Julho 2006, Revisão: Ricardo Aguiar, 17 Julho 2006, INETI, Departamento de Energias Renováveis, 2006

Nakajima et al., Multi-element polycrystal for solar cells and method of manufacturing the same, United states Patent n.º US7,279,632 B2, Oct. 9, 2007